

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический
Направление подготовки 13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника
Кафедра Автоматизация теплоэнергетических процессов (АТП)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Модернизация АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо

УДК 621.181.2-6:697.32-048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2В	Ляховская Ольга Евгеньевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь	Глушков Дмитрий Олегович	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Попова Светлана Николаевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Василевский Михаил Викторович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
АТП	Стрижак Павел Александрович	д.ф.-м.н доцент		

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой АТП

(Подпись)

(Дата)

Стрижак П.А.
(Ф.И.О.)

В форме:

Студенту:

Тема работы:

Утверждена приказом директора	435/с от 27.01.2016 г.
-------------------------------	------------------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

2

	топке водогрейного котла; 4) общий вид щита автоматического управления ТП в топке водогрейного котла; 5) мнемосхемы.
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Попова Светлана Николаевна, доцент кафедры МЕН
Социальная ответственность	Василевский Михаил Викторович, доцент кафедры ЭБЖ

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Инженер-исследователь	Глушков Дмитрий Олегович	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2В	Ляховская Ольга Евгеньевна		

Реферат

Выпускная квалификационная работа 90 с., 17 рис., 22 табл., 18 источников, 1 прил.

Ключевые слова: водогрейный котел, горение в топке котла, АСУ ТП, микропроцессорный контроллер.

Объектом автоматизации является технологический процесс сжигания газообразного топлива в топке водогрейного котла.

Цель выпускной квалификационной работы – модернизация автоматической системы управления технологическим процессом горения в топке котла при переходе с жидкого на газообразное топливо.

В процессе исследования проводились анализ и выбор структурной схемы АСУ ТП горения, технических средств автоматизации, разработка функциональной схемы, принципиальной электрической схемы щита управления, мнемосхемы. Выполнен расчет по определению оптимальных параметров настройки регулятора АСР расхода топлива. Проведена оценка ресурсоэффективности проекта.

В результате исследования разработан комплект проектной и конструкторской документации для системы автоматического управления технологическим процессом горения в топке водогрейного котла. Разработанная система построена по трехуровневому принципу с использованием современных технических средств автоматизации на основе микропроцессорной техники.

Содержание

Введение.....	7
1 Описание технологического объекта.....	9
1.1 Газовое оборудование.....	18
1.2 Регулирование экономичности процесса горения.....	26
2 Разработка структурной схемы системы управления.....	28
3 Разработка функциональной схемы и заказной спецификации.....	31
3.1 Технологические параметры.....	32
3.2 Выбор технических средств автоматизации.....	34
3.3 Выбор программируемого логического контроллера.....	37
4 Расчет погрешности измерительного канала давления.....	44
5 Разработка принципиальной электрической схемы щита управления.....	46
6 Разработка общего вида щита управления.....	48
7 SCADA система. Разработка мнемосхемы.....	50
8 Параметрический синтез управления	Ошибка! Закладка не определена.
8.1 Структурная схема АСР.....	Ошибка! Закладка не определена.
8.2 Расчетный метод определения динамических характеристик котла.....	Ошибка! Закладка не определена.
9 Расчет оптимальных параметров настроек регуляторов АСР расхода топлива.....	Ошибка! Закладка не определена.
10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	61
11 Социальная ответственность.....	Ошибка! Закладка не определена.
11.1 Профессиональная социальная безопасность.....	Ошибка! Закладка не определена.
11.2 Экологическая безопасность.....	Ошибка! Закладка не определена.
11.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	Ошибка! Закладка не определена.
11.4 Законодательное регулирование проектных решений	Ошибка! Закладка не определена.
Заключение.....	Ошибка! Закладка не определена.
Список использованных источников.....	Ошибка! Закладка не определена.

Заказная спецификация Приложение А

Графический материал:

ФЮРА.421000.011 С1	Структурная схема
ФЮРА.421000.011 С2	Схема функциональная АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50
ФЮРА.421000.011 С3	Схема электрическая принципиальная щита управления
ФЮРА.421000.011 С4	Общий вид щита управления
ФЮРА.421000.011 С5	Мнемосхемы

Введение

Пиковые источники тепла являются важнейшим элементом современных систем теплоснабжения. Такие источники предназначены для обеспечения расчетной тепловой нагрузки в наиболее холодные периоды года, когда основные теплофикационное оборудование полностью загружено и не может обеспечить требуемые параметры теплоносителя.

Пиковый водогрейный котел характеризуется малыми сроками пуска и останова, высокой маневренностью, что обеспечивает использования в качестве топлива мазут или природный газ. Последний является наиболее распространенным энергоносителем. Его запасы в мире достаточно большие, а стоимость низкая в сравнении с другими видами топлива.

Причиной перехода с жидкого на газообразное топливо является достаточно низкая стоимость энергоносителя. Эксплуатация именно газовых котлов обходится практически в несколько раз дешевле, котлов, работающих на любом другом топливе. Кроме того преимуществами газовых отопительных систем является относительная простота эксплуатации, а также автоматизация технологического процесса горения в топке котла.

Цель выпускной квалификационной работы заключается в модернизации АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо.

Задача обеспечения безопасной эксплуатации и повышения эффективности работы энергетических котлов актуальна для многих предприятий. Экономически целесообразным решением этой задачи является реконструкция системы топливоподачи котла и системы управления его горелками.

Актуальность темы выпускной квалификационной работы заключается в том, что безопасность, надежность и экономичность — это основные составляющие в работе котлоагрегата. Обеспечить максимальную

эффективность каждой составляющей поможет внедрение современных автоматизированных систем, а в данном случае системы управления розжигом газовых горелок котельного агрегата, что является неотъемлемой составляющей в работе котельного агрегата в целом.

Внедрение автоматизированной системы управления горелками требует решения следующих задач:

- приведение системы газоснабжения котла в соответствие с “Правилами безопасности систем газораспределения и газопотребления” ПБ12-529-03;
- предусмотрение плавного автоматического розжига горелок без хлопков с проверкой герметичности газового оборудования и исключением ошибочных действий оператора;
- реализацию безопасной штатной и аварийной остановки горелок;
- обеспечение автоматического индивидуального управления работой горелок с выравниванием тепловой мощности, исключением локальных перегревов и минимизацией содержания NO_x в дымовых газах;
- реализацию информационной подсистемы оборудования (сбор, отображение и архивация данных, регистрация аварийных ситуаций).

Для решения сформулированной цели предлагается разработать:

- структурную схему системы управления;
- функциональную схему и заказную спецификацию;
- принципиальную электрическую схему щита управления;
- общий вид щита управления;
- мнемосхемы.

1 Описание технологического объекта

Котел ПТВМ-50 предназначен для выработки горячей воды с температурой до 150 °С в отдельно стоящих котельных для использования в системах отопления, вентиляции и горячего водоснабжения объектов промышленного и бытового назначений. Котлы ПТВМ-50 выпускаются для работы как в основном режиме, так и в пиковом (для подогрева сетевой воды) соответственно от 70 до 150 °С и от 110 до 150 °С [1].

Котёл ПТВМ-50 состоит из системы трубной, объединяющей топочную камеру и конвективную поверхность нагрева, и газомазутных горелок (рис. 1).

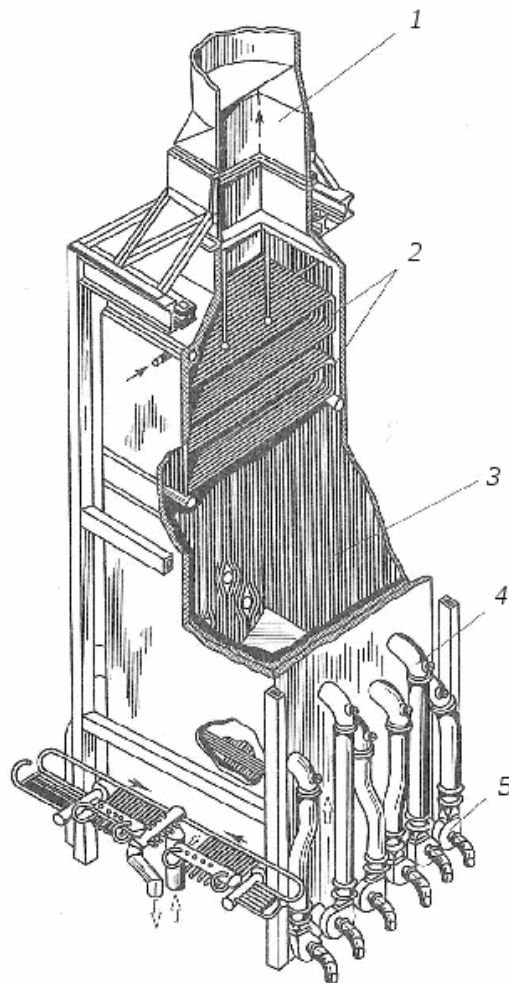
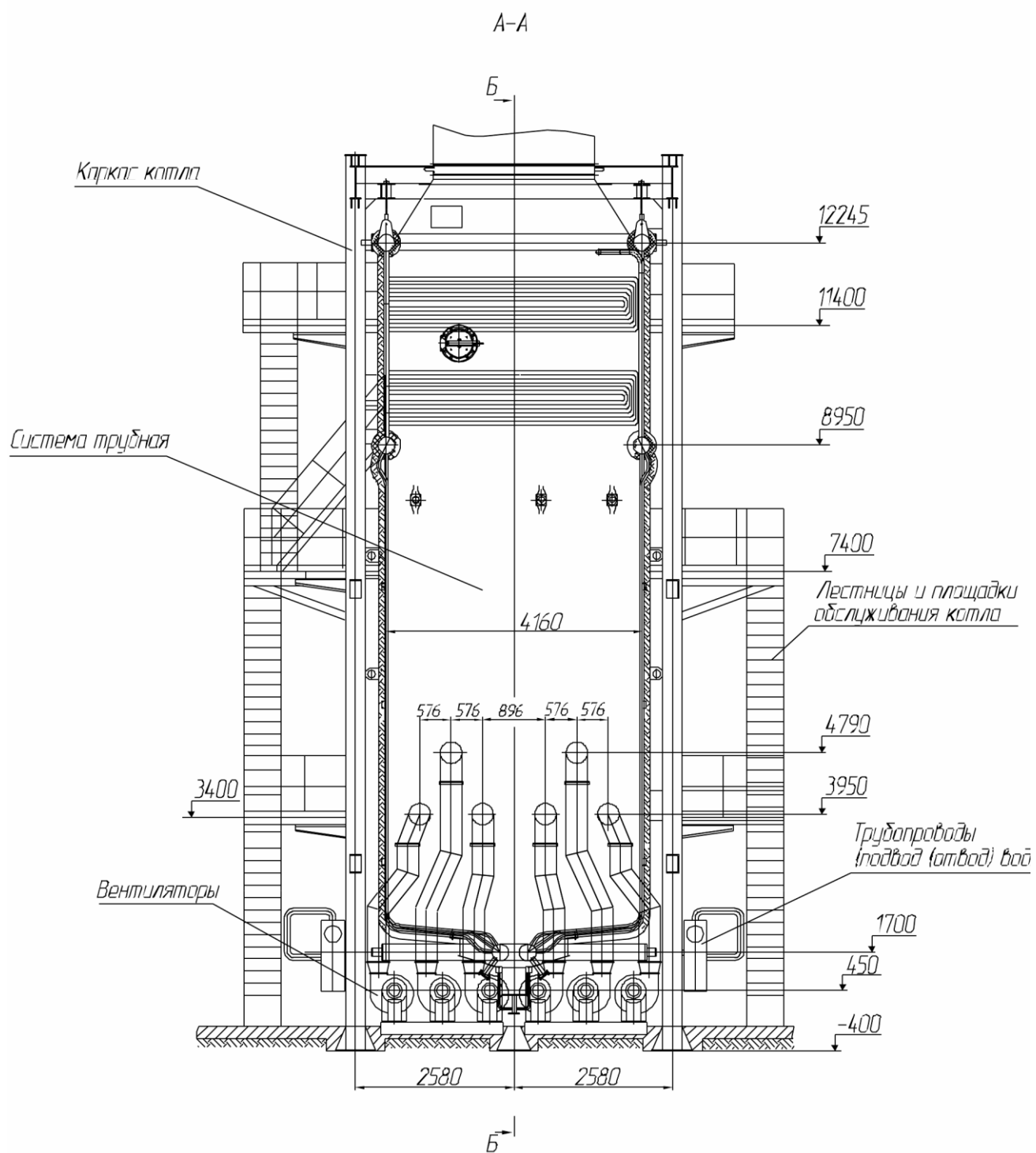
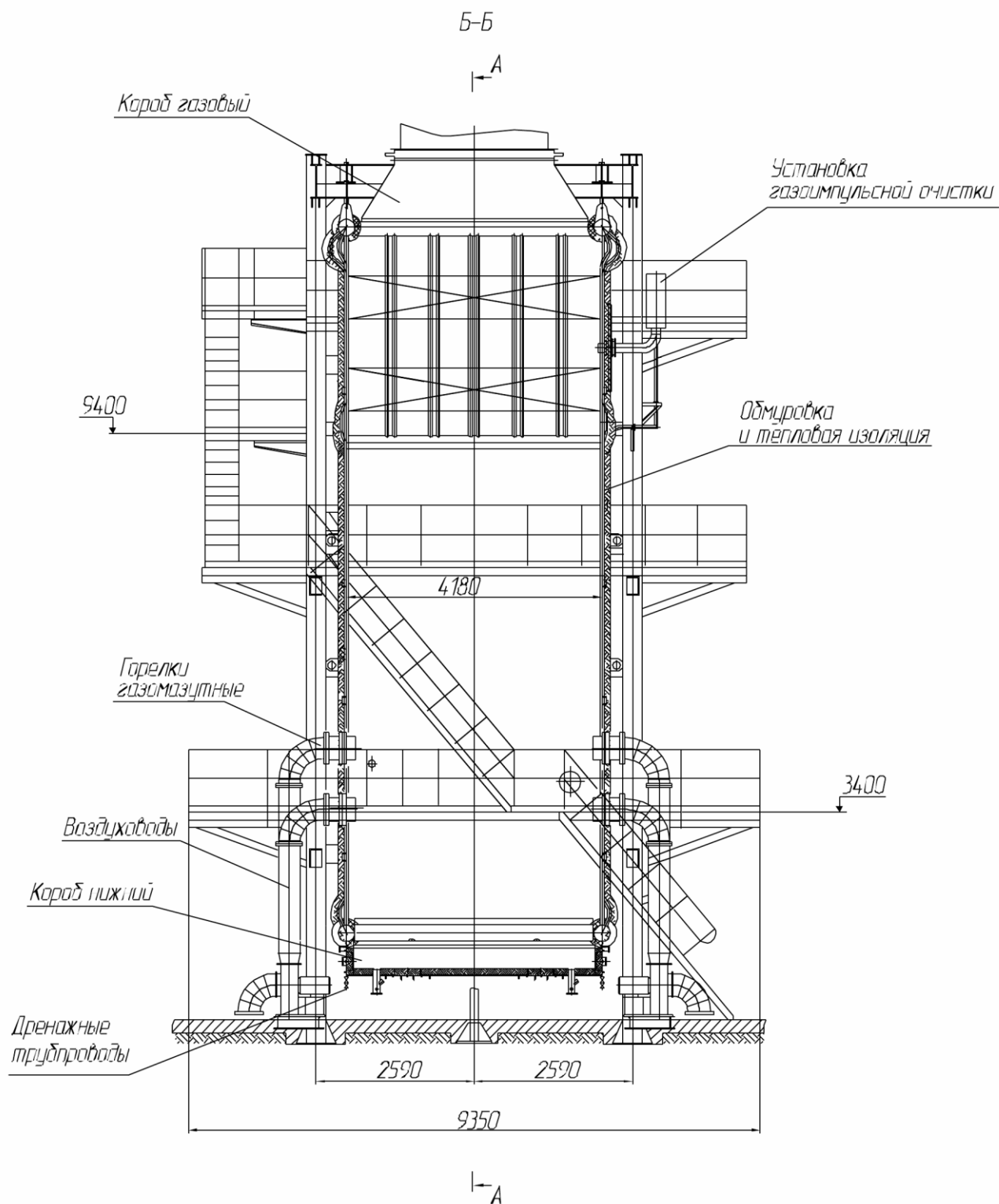


Рисунок 1 – Условная схема котла ПТВМ-50: 1 – дымовая труба; 2 – конвективные поверхности нагрева; 3 – камерная топка; 4 – газомазутная горелка; 5 – вентилятор

Котёл ПТВМ-50 имеет башенную компоновку: над топочной вертикальной камерой призматической формы располагается конвективная поверхность нагрева. Трубная система за верхние коллекторы подвешивается к каркасной раме и свободно расширяется вниз (рис. 2).



a)



б)

Рисунок 2 – Схема котла ПТВМ-50

Топочная камера экранирована трубами диаметром 60х3 мм с шагом $S=64$ мм, входящими в коллекторы диаметром 273х10 мм и диаметром

219x10 мм. Конвективная часть набирается из U-образных шпир из труб диаметром 28x3 с шагом $S_1=64$ мм, $S_2=40$ мм.

При работе на мазуте котел ПТВМ-50 включается по прямоточной схеме: подвод воды осуществляется в поверхности нагрева топочной камеры, отвод воды – из конвективной поверхностей нагрева.

При работе только на газообразном топливе включение котла ПТВМ-50 по воде выполняется по противоточной схеме: подвод воды – в конвективные поверхности нагрева, отвод воды – из поверхностей нагрева топочной камеры.

Котёл ПТВМ-50 оборудован двенадцатью газомазутными прямоточно-вихревыми горелками ГМПВ-6, расположенными на боковых сторонах по 6 штук. Каждая горелка снабжена индивидуальным дутьевым вентилятором.

Котел имеет облегченную обмуровку, которая крепится непосредственно к экранным трубам. Общая толщина обмуровки 110 мм.

Над отопительным котлом установлена дымовая труба, обеспечивающую естественную тягу. Труба опирается на каркас.

Отопительный котел установлен полуоткрыто: в помещении размещаются только горелки, арматура, вентиляторы и т.д. (т.е. нижняя часть котлоагрегата), а все остальные элементы котла расположены на открытом воздухе.

Вода в отопительном котле циркулирует с помощью насосов. Расход воды зависит от режима работы отопительного котла: при работе в зимний период применяется четырехходовая схема циркуляции воды по основному режиму, а в летний — двухходовая по пиковому режиму.

При четырехходовой схеме циркуляции вода в отопительном котле из теплосети подводится в один нижний коллектор и последовательно проходит через все элементы поверхности нагрева котла, преодолевая подъемы и спуски, после чего вода также через нижний коллектор отводится в тепловую сеть.

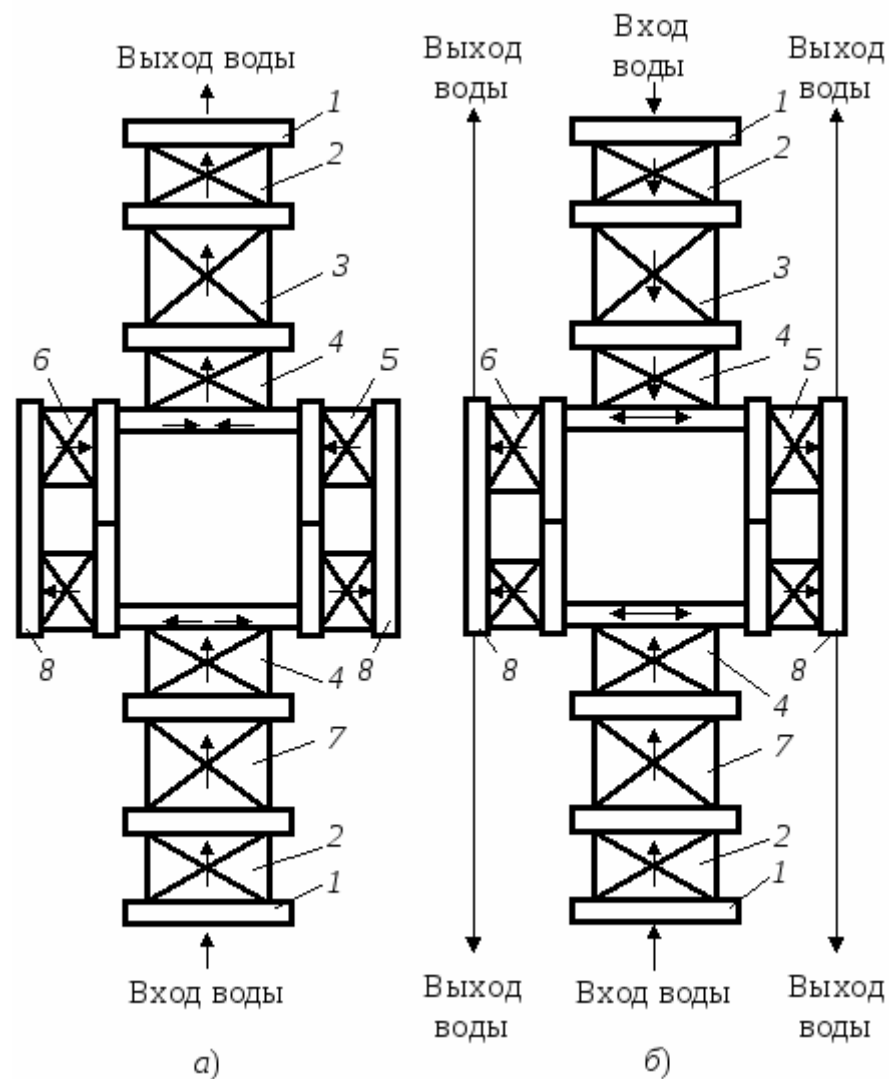


Рисунок 3 – Схема движения воды в отопительном котле ПТВМ-50 при основном режиме (а); пиковом режиме (б): 1 - подводящие и отводящие коллекторы; 2 – соединительные трубы; 3 – фронтальный экран; 4 – конвективный пучок труб; 5,6 – левый и правый боковые экраны; 7 – задний экран; 8 – коллекторы контуров

При двухходовой схеме вода в отопительном котле поступает одновременно в два нижних коллектора и, перемещаясь по поверхности нагрева, нагревается, после чего отводится в тепловую сеть. При двухходовой схеме циркуляции через котел пропускается почти вдвое больше воды, чем при четырехходовой схеме. Это объясняется тем, что при летнем режиме работы котла нагревается большее, чем в зимний период,

количество воды и она поступает в отопительный котел с более высокой температурой (ПО вместо 70 °С).

Таблица 1 – Технические характеристики котла

Наименование	ПТВМ-50
Теплопроизводительность, МВт (Гкал/ч)	58,20 (50)
Избыточное давление воды, МПа: расчетное минимальное на выходе	2,5 0,8
Температура воды на входе в котел, °С: в основном режиме в пиковом режиме на выходе из котла	70 104 150
Расход воды, т/ч: в основном режиме в пиковом режиме	625 1200
Расход топлива: газа, м ³ /ч мазута, кг/ч	6720 6340
Температура уходящих газов (газ/мазут), °С	180/190
Площадь поверхности нагрева, м ² : радиационная конвективная	138 1110
Объем топочной камеры, м ³	124,5
Количество газомазутных горелок, шт.	12
Габаритные размеры, м: длина ширина высота	9,200 8,680 12,540
Масса в объеме поставки, т.	83,5
КПД котла, %: на газе на мазуте	89,6 87,8

Комплектующие для котла ПТВМ-50:

- 1) конвективные поверхности нагрева;
- 2) топочные камеры;

- 3) топочные экраны, которые обеспечивают охлаждение стенок труб;
- 4) горелки для котла;
- 5) экономайзер для котла ПТВМ-50;
- 6) ширмовый пароперегреватель ПТВМ-30, располагаемый в верхней части топки.

Таблица 2 – Конструктивные и технико-экономические характеристики отопительного котла типа ПТВМ-50

Показатель	Значение показателя
Компоновка котла	Башенная
Топливо	Мазут-газ
Тепловая производительность, МВт	58,2
Радиационная поверхность топки, м ²	116,0
Объем топочной камеры, м ³	109
Габариты в плане по осям колонн, м	5,16×5,18
Высота, м	13,5
Площадь пола с учетом выступающих частей, м ²	80
Масса металла:	
в том числе трубы, т.	49,9
прочего металла, т.	650
Масса вспомогательного оборудования, т.	1,9
Масса обмуровки, т.	45,1
Общая масса агрегата, т.	162,0

Таблица 3 – Сравнение технических характеристик котла при работе на жидком и газообразном топливе

Показатель	Газ	Мазут
Теплопроизводительность, ГДж/ч	210	147
Радиационная поверхность топки, м ²	186	186
Поверхность ширм, м ²	-	-
Поверхность конвективной части, м ²	1110	1110
Объем топочной камеры, м ³	128	128
Расход воды, т/ч:		
при двухходовой схеме	1250	1250
при четырехходовой схеме	618	618
Температура воды, °С:		
на входе в котел	70	110
на выходе из котла	150	150
Температура уходящих газов при максимальной нагрузке, °С	235	292
Коэффициент полезного действия при максимальной нагрузке, %	89,6	87,8
Расход топлива при максимальной нагрузке, м ³ /ч при нормальных условиях	6720	6,5
Давление топлива перед горелками, МПа:		
максимальное	0,024	3,92
минимальное	0,009	1,18

Перевод парового котла ПТВМ-50 с жидкого топлива на природный газ имеет ряд преимуществ: значительно снижаются выбросы в окружающую среду; нет необходимости складирования запасов топлива; удобный способ транспортировки топлива. Кроме того, замена в котлах жидкого топлива газовым позволяет увеличить их теплопроизводительность (таблица 3), за счет: дополнительного экранирования топок; повышения теплового напряжения топочного объема; правильного выбора количества горелок, их конструкции и мест установки; улучшения условий теплопередачи в конвективной части котла благодаря уменьшению загрязненности поверхностей нагрева; увеличения коэффициента полезного действия (КПД) котла, благодаря отсутствию потерь тепла с механическим и химическим недожогами и возможности сжигания газа с меньшими избытками воздуха.

Перевод водогрейного котла на сжигание природного газа, предусматривает самостоятельную систему регулирования подачи топлива. Мазут остается резервным топливом.

Приборы контроля приняты в соответствии со следующими принципами:

а) параметры, наблюдение за которыми необходимо для правильного ведения технологического процесса и осуществления предпусковых операций, измеряются показывающими приборами;

б) параметры, учет которых необходим для хозяйственных расчетов или анализа работы оборудования, контролируются самопишущими приборами;

в) параметры, изменение которых может привести к аварийному состоянию оборудования, контролируются сигнализирующими приборами.

При работе на газе значительно улучшается эксплуатация газовых топок. Отсутствует необходимость в громоздких устройствах топливоподготовки, топливоподачи и золоудаления. Упрощается обслуживание агрегата, улучшаются санитарно-гигиенические условия труда. Вместе с тем следует иметь в виду и некоторые отрицательные особенности газообразного топлива. В первую очередь это относится к тому, что большинство горючих газов ядовиты, а также взрывоопасны. В связи с этим эксплуатация газовых топок требует повышенного контроля утечек горючего газа.

Для обеспечения безопасной эксплуатации и повышения эффективности работы энергетического котла при переходе с мазута на природный газ требуется реконструкция систем топливоподачи и управления его горелками [2].

1.1 Газовое оборудование

Сжигание газа совместно с другими видами топлива при недостатке газообразного топлива, а также при аварийном прекращении его подачи котлы должны переходить на резервное топливо – мазут или уголь. Переход с одного вида топлива на другое должен производиться без прекращения работы установки, поэтому происходит сжигание газа совместно с другими видами топлива [3].

Расположение на топке ряда автономных газовых и мазутных горелок приводит к значительному усложнению топливных и воздушных коммуникаций и затрудняет эксплуатацию. Кроме того, для защиты от обгорания неработающих горелок через их амбразуры приходится подавать воздух, что ухудшает воздушный режим в топке. В связи с этим применяются комбинированные газомазутные горелки. Эти горелки разработаны на основе проверенной практикой газовой горелки, в которую встраивается мазутная форсунка. При наличии резервного топлива и комбинированных горелок сжигание различных топлив осуществляют отдельно. Установлено, что совместное сжигание газа совместно с другими видами топлива приводит к увеличению потерь теплоты от химического и механического недожога, что связано, в частности, со снижением концентрации окислителя в зоне горения топлива. При сжигании только природного газа или вместе с жидким топливом, камера имеет очертания, показанные на рисунки 4.

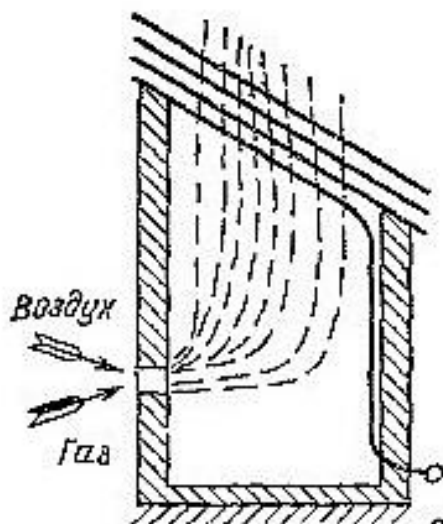


Рисунок – 4 Схема топочной камеры при сжигании газа

Назначением горелки, кроме ввода в топку необходимых для достижения заданной производительности агрегата количеств газа и окислителя, является организация смесеобразования и создание у ее устья устойчивого фронта воспламенения для зажигания выходящей из горелки газовой смеси. Для сжигания газов применяется большое число различных типов горелок, отличающихся как по принципу работы, так и по конструктивному оформлению. Существующий парк промышленных горелочных устройств имеет в настоящее время более 1,5 млн. единиц не менее 250 типов.

Газообразное топливо может применяться для котлов любой мощности. Общая производительность всех горелок должна обеспечивать полную тепловую мощность установки, т. е, соответствовать расчетному расходу топлива с запасом 10–20 %. С увеличением количества горелок единичная их производительность уменьшается. При этом появляется возможность более плавного регулирования производительности установки путем отключения отдельных горелок. Вместе с тем усложняются воздушные и газовые коммуникации и несколько усложняется эксплуатация агрегата [4].

Широкое распространение находят комбинированные газомазутные горелки, предназначенные для отдельного и совместного сжигания мазута и

газа. Газомазутные горелки создаются из обычных газовых горелок, в центральную часть которых устанавливают мазутную форсунку. Имеются газомазутные горелки как с периферийной, так и с центральной раздачей газа.

На рисунке 5 показаны комбинированные газомазутные горелки типа ГМГм. Такие модернизированные газомазутные горелки предназначены для раздельного сжигания жидких топлив и природного газа. В ряде случаев допускается использование горелок и для совместного сжигания топлив. Давление мазута перед форсункой 2 МПа, давление пара на распиливание мазута - до 0,2 МПа, давление газа – 3,8 кПа. Диапазон регулирования от номинальной тепловой мощности 20–100 %. Изготавливаются также газомазутные горелки типа ГМ, предназначенные для раздельного сжигания жидкого и газового топлив. Розжиг газомазутных горелок осуществляется при помощи электроискры запально-защитным устройством (ЗЗУ).

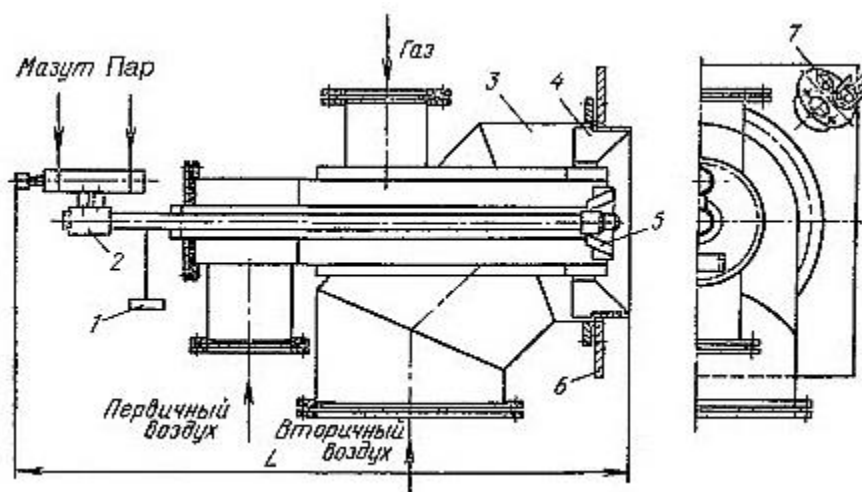


Рисунок 5 – Газомазутная горелка типа ГМГм: 1 – заглушка; 2 – мазутная форсунка; 3 – газоздушная часть; 4 – лопаточный завихритель вторичного воздуха; 5 – лопаточный завихритель первичного воздуха; 6 – монтажная плита; 7 – место установки запальника

Горелки котла ПТВМ-50 разделены на четыре группы. Группа горелок состоит из одной растопочной горелки и двух основных горелок. Растопочная

горелка оснащена датчиком контроля факела и защитно-запальным устройством (ЗЗУ). Остальные горелки воспламеняются от растопочной горелки. Контроль факела основных горелок ведется по растопочной горелке. Расположение и нумерация горелок на котле представлена на рисунке 6.

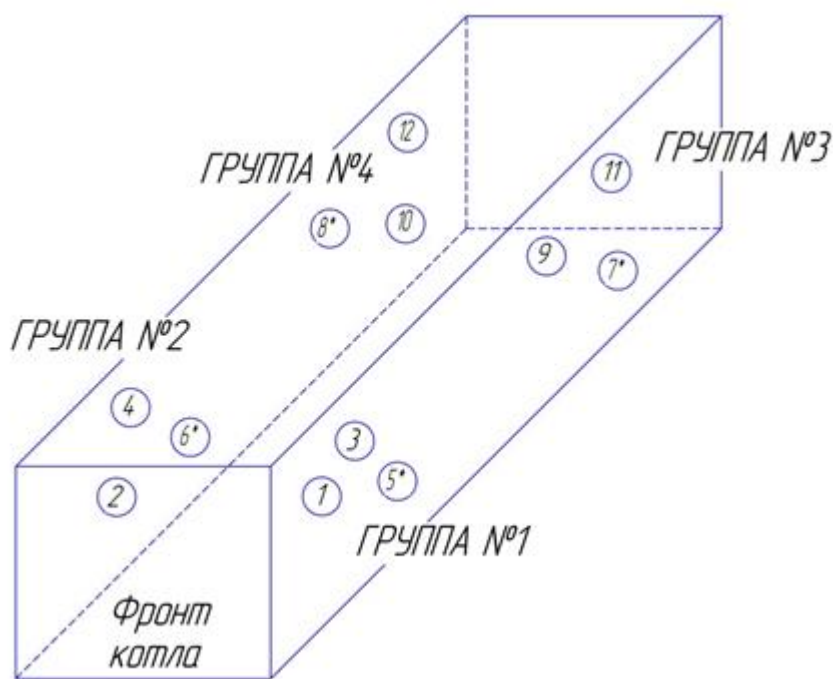


Рисунок 6 – Расположение горелок на котле: группа №1 – горелки 1, 3, 5*; группа №2 – горелки 2, 4, 6*; группа №3 – горелки 7*, 9, 11; группа №4 – горелки 8*, 10, 12.

* – растопочные горелки

Система управления нижнего уровня состоит из блока газооборудования (БГ). Блок газооборудования обеспечивает подачу газа на группу горелок и прекращение подачи в случае возникновения аварийной ситуации.

Рассмотрим систему газоснабжения. Схема газопроводов котла приведена на рисунке 7.

Подвод и распределение газа к каждой группе горелок обеспечивается соответствующим газовым блоком БГ. Схема газовых блоков показана на рисунке 8. Общая разводка газа к запальникам в схеме отсутствует, так как подвод газа к ним выполнен в газовых блоках. Растопочные горелки оснащены газовыми заслонками. В таблице 4 представлено оборудование и его назначение в схеме подвода газа и воздуха к группе горелок.

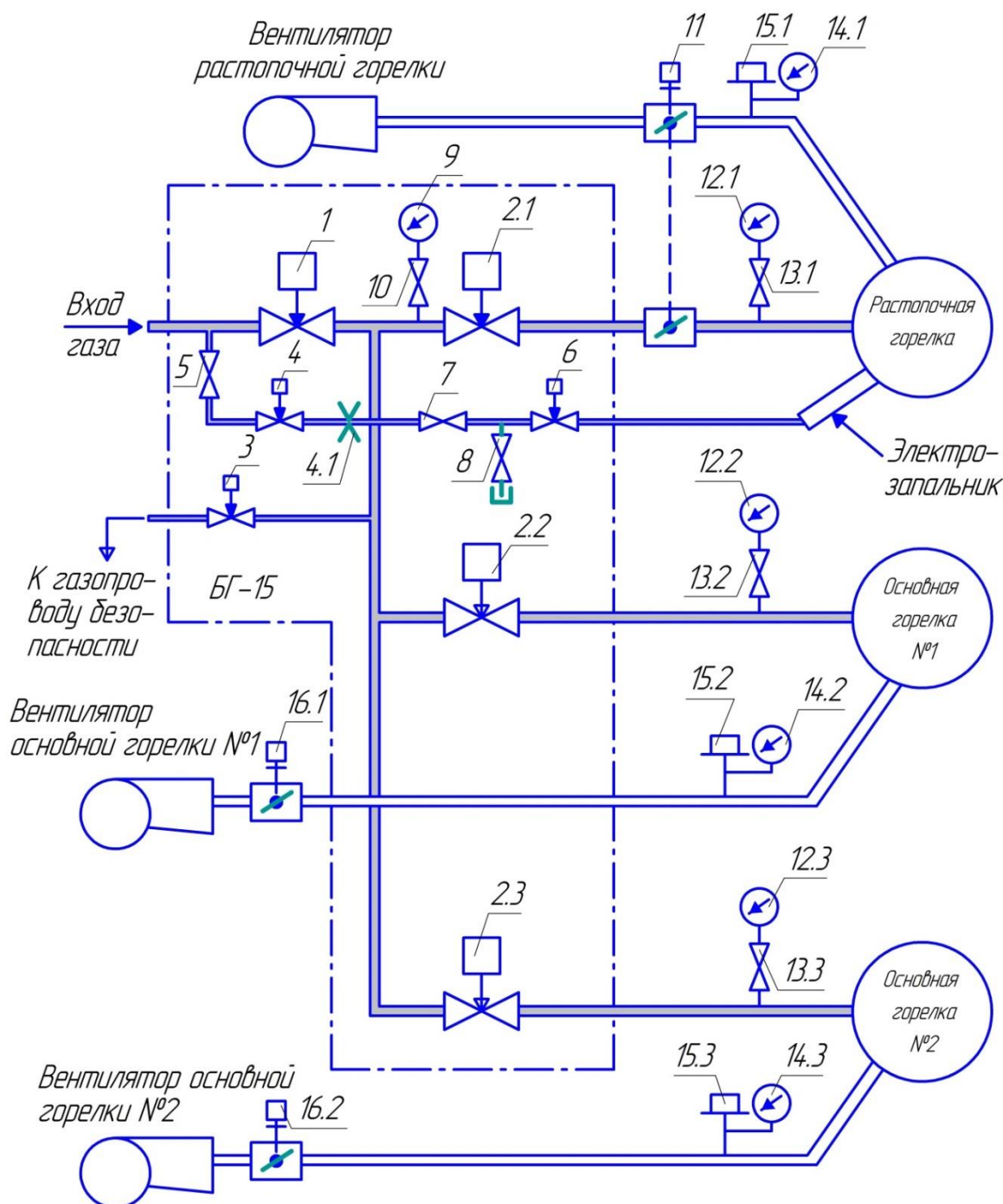


Рисунок 8 – Схема подвода газа и воздуха к группе горелок

Таблица 4 – Оборудование и его назначение в схеме подвода газа и воздуха к группе горелок

	Оборудование	Назначение
1	Клапан-отсекатель $d_y=150$ мм	Мгновенная отсечка газа от горелки в аварийной ситуации
2.1 2.2 2.3	Клапан-отсекатель $d_y=100$ мм	Мгновенная отсечка газа от горелки в аварийной ситуации
3	Клапан электромагнитный нормально открытый (“НО”) $d_y=20$ мм	Соединение пространства между клапанами-отсекателями блока с атмосферой при отклонении блока
4	Клапан электромагнитный нормально закрытый (“НЗ”) $d_y=20$ мм	Подача газа для опрессовки блока (проверка герметичности)
4.1	Дроссель $\approx 2,5$ мм	
5	Кран шаровой $d_y=15$ мм	Ручное отключение линии опрессовки
6	Клапан электромагнитный нормально закрытый (“НЗ”) $d_y=20$ мм	Подача газа к запальнику
7	Кран шаровой $d_y=15$ мм	Ручное отключение линии запальника
8	Кран шаровой $d_y=15$ мм	Подключение баллонного газа
9	Манометр контактный ДМ2010Сг, 0...100 кПа	Обеспечение опрессовки отсечных клапанов, контроль по месту минимального и максимального опрессовочных давлений газа в межклапанном пространстве
10	Клапан для манометра КМ 10-01	Отключение приборов КИП
11	Исполнительный механизм МЭО-40-63/0,25 заслонок газа и воздуха растопочной горелки	Плавный розжиг и вывод горелки на номинальную мощность

Продолжение таблицы 4

	Оборудование	Назначение
12.1 12.2 12.3	Напоромер НМП-100-М1 0...40 кПа	Показание давления газа перед горелками
13.1 13.2 13.3	Кран шаровой $d_y=10$ мм	Отключение приборов КИП
14.1 14.2 14.3	Напоромер НМП-52-М2 0...2,5 кПа	Показание давление воздуха перед горелкой
15.1 15.2 15.3	Датчик-реле давления ДН-2,5 0,4...2,5 кПа	Контроль номинального давления воздуха перед горелкой
16.1 16.2	Исполнительный механизм МЭО-40-25/0,25 заслонки воздуха основной горелки	Прекращение подачи воздуха при отключении горелки

1.2 Регулирование экономичности процесса горения

Экономичность работы котла оценивается по его КПД, равному отношению полезной теплоты, затраченной на генерирование и перегрев пара, к располагаемой теплоте, которая могла быть получена при сжигании всего топлива.

Регулирование экономичности процесса горения непосредственно по КПД или суммарной оценке тепловых потерь не получило широкого распространения из-за отсутствия надежных способов и средств их непрерывного измерения.

Одним из наиболее подходящих косвенных способов оценки экономичности процесса горения является анализ состава топочных газов, покидающих топку.

На основе зависимости КПД от избытка воздуха, определяемого индивидуально для каждого котла, целесообразно поддерживать оптимальное значение коэффициента избытка воздуха α_{onm} , при котором КПД котла $\eta_k \rightarrow \eta_{max}$ и суммарные потери стремятся к минимуму.

Участок регулирования экономичности процесса горения по содержанию кислорода в топочных газах состоит из топочной камеры и примыкающего к ней газохода конвективного перегревателя до места измерения содержания кислорода. Входное регулирующее воздействие участка – расход воздуха, поступающего в топку, выходная регулируемая величина – содержание кислорода в поворотной камере газохода за пароперегревателем.

Оптимальное значение O_2 в поворотной камере при номинальной нагрузке и сжигании мазута и газа 0,2–2 %. Оптимальный избыток воздуха определяется не только экономичностью процесса горения, но и другими факторами, например, интенсивность коррозии поверхностей нагрева, образование вредных соединений (оксиды серы и азота и др.).

Основным способом регулирования оптимального значения избытка воздуха за пароперегревателем служит изменение количества воздуха, подаваемого в топку с помощью дутьевых вентиляторов. Для жидкого топлива и газа схема автоматического управления подачи воздуха: регулирование экономичности по соотношению «топливо – воздух» (рисунок 9).

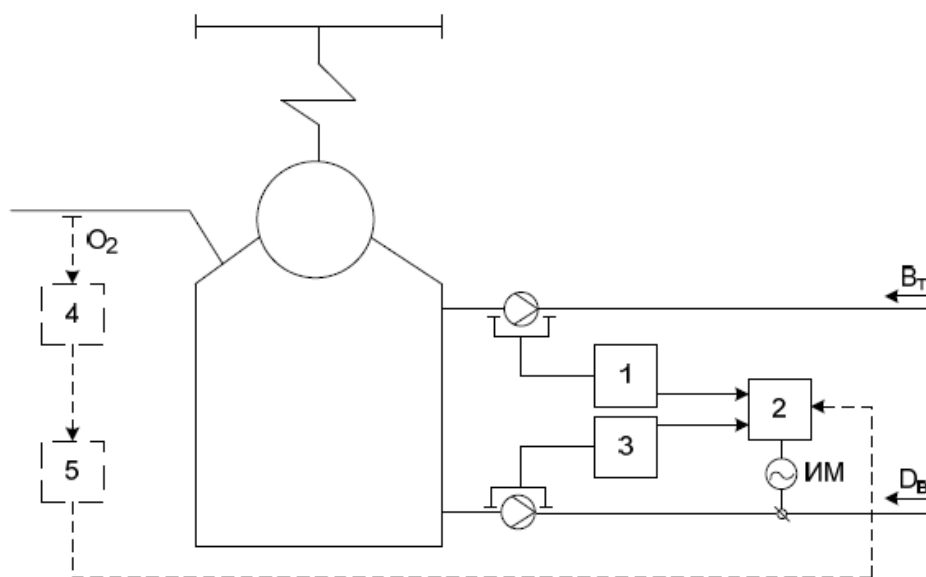


Рисунок 9 – Схема автоматического управления подачи воздуха: 1, 2 – датчики расхода топлива и воздуха; 3 – регулирующее устройство регулятора воздуха; 4 – газоанализатор; 5 – корректирующий регулятор

При постоянном качестве топлива, а также наличии надежных и достоверных способов непрерывного измерения его расход, необходимое количество топлива и воздуха, для обеспечения требуемого тепловыделения связаны прямой пропорциональной зависимостью, которая устанавливается в результате испытаний.

Внутренний контур служит системой стабилизации по расходу воздуха. Импульс расхода топлива является сигналом задания для системы регулирования.

2 Разработка структурной схемы системы управления

Структурная схема представлена на листе ФЮРА.421000.011 С1.

Автоматизированная система управления горелками водогрейного котла ПТВМ-50 выполнена на основе микропроцессорной техники, представляет собой систему, реализующую принцип функционально-группового управления и выполнена по трех уровневому принципу. Структурная схема представлена на рисунке 10.

Нижний уровень предназначен для розжига, безопасной работы и остановки горелок. Таким образом, на на этом уровне реализуются функции получения и передачи технологических данных, включая информацию о текущем состоянии оборудования и прием команд управления.

Средний уровень предназначен для управления общекотловыми технологическими параметрами и выполнения защитных функций в соответствии с нормативными документами. Функции среднего уровня, такие как прием и обработка технологических данных с нижнего уровня, формирование команд управления, сигнализации, блокировок и защит технологического оборудования. В щите автоматического управления, размещается оборудование: ПЛК, источник гарантированного питания, устройства защиты, релейно-контактная аппаратура и др. Обмен данными осуществляются по средствам сети Industrial Ethernet.

Верхний уровень (автоматизированное рабочее место) предназначен для отображения поступающих данных на мнемосхемах и графиках; передача команд оператора системе управления среднего уровня; регистрация и архивация текущих событий, что позволяет исключить комплект самопишущих регистраторов.

Система управления нижнего уровня состоит из блока газооборудования БГ-15. Блок газооборудования обеспечивает подачу газа на группу горелок и прекращение подачи в случае возникновения аварийной ситуации. Установлены блоки на подводе газа к горелкам.

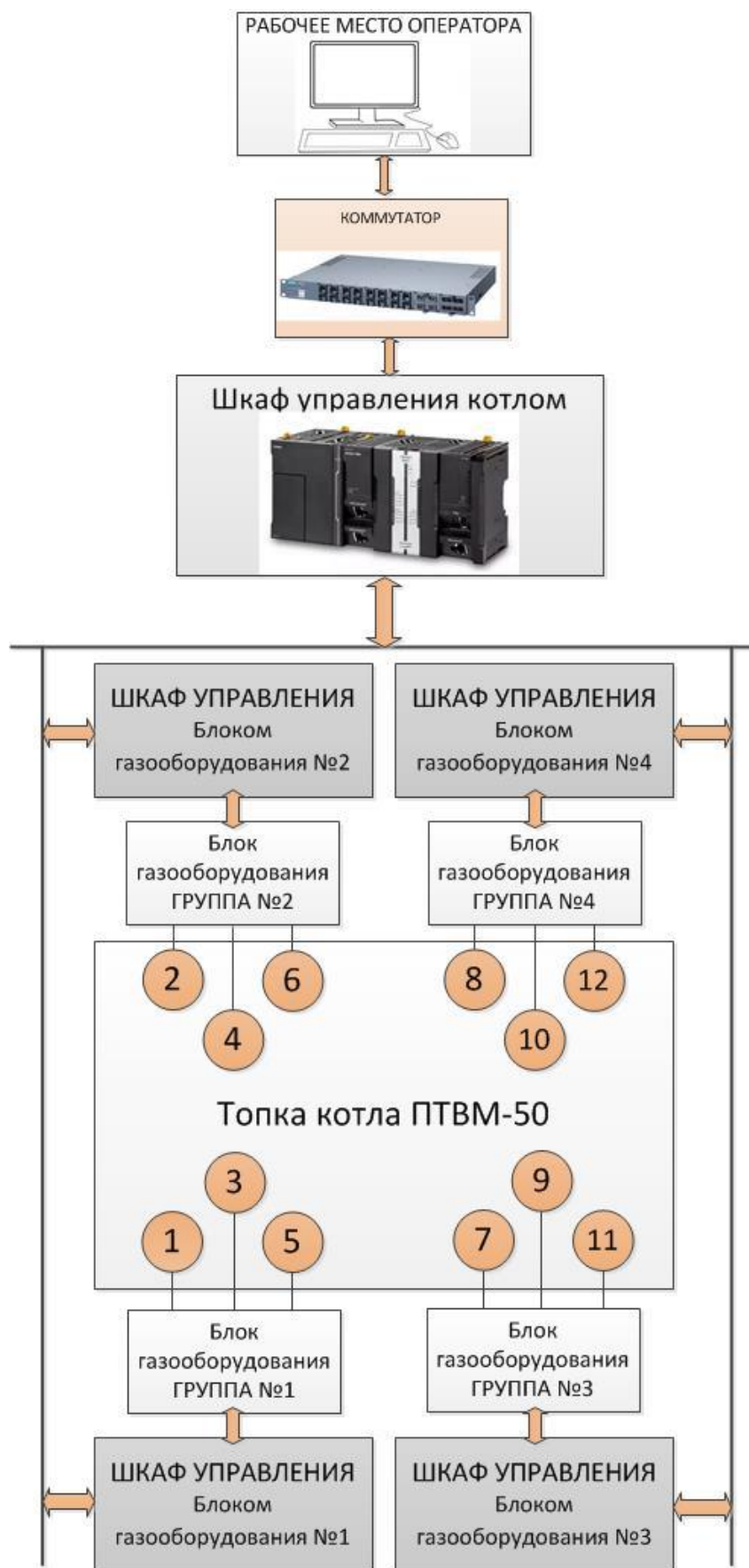


Рисунок 10 – Структурная схема АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50

На газопроводе отводе от существующего коллектора к котлу последовательно по ходу газа установлены: задвижка с электрифицированным приводом, связанная с блокировками и защитами котла; поворотная заглушка (кольцо); диафрагма измерительная; заслонка регулирующая. Общая разводка газа к запальникам в схеме отсутствует, так как подвод газа к ним выполнен в газовых блоках. Растопочные горелки оснащены газовыми заслонками.

Шкаф управления решает задачи контроля и управления оборудованием газовых горелок и является функционально полными изделиями. Он работает как автономно, так и с внешним управлением.

3 Разработка функциональной схемы и заказной спецификации

На функциональной схеме условно изображено:

- 1) технологическое оборудование и коммуникации;
- 2) первичные приборы;
- 3) места расположения аппаратуры автоматизации;
- 4) технические средства автоматизации и все связи между ними;
- 5) предельные значения контролируемых и регулируемых параметров.

При разработке функциональной схемы в данной работе решались следующие задачи: получение первичной информации о состоянии технологического процесса; непосредственное воздействие на технологический процесс и управление им. Для реализации этих задач применялись различные технические средства: получения первичной информации, преобразования и переработки информации, регулирования параметров технологического процесса, вспомогательные устройства.

3.1 Технологические параметры

Перечень контролируемых технологических параметров и технологических сред объекта автоматизации, местоположение точек контроля технологических параметров и технических средств автоматизации, функции, выполняемые техническими средствами автоматизации, определяют в соответствии с выпиской из нормативной документации. В таблице 5 указаны точки контроля и значения контролируемых параметров.

Наличие знака «+» означает выполнение соответствующей функции измерения, регистрации или вычисления технико-экономических показателей (ТЭП). Наличие знака «↓» или знака «↑» в графе «Сигнализация» означает выполнение функции сигнализации при достижении технологическим параметром заданного значения выше или ниже его номинальной величины.

Наименование функции «Постоянно» означает измерение технологического параметра с помощью индивидуального измерительного прибора. Наименование функции «По требованию» означает измерение технологического параметра путем подключения первичного преобразователя к измерительному прибору с помощью переключателя. Наименование функции «Сигнализация» означает автоматическую подачу светового сигнала. Наименование функции «Регистрация» означает автоматическую запись мгновенного значения технологического параметра, его усредненной за заданный интервал времени величины или величины отклонения параметра от заданного значения.

Таблица 5 – Точки контроля и значения контролируемых параметров

№ П/ П	Параметр, состояние, положение	Форма представления информации						Значения параметров
		БЩУ					По месту	
		Постоянно	По требованию	Сигнализация	Регистрация	ТЭП		
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	Давление газа до регулирующего клапана		+		+			1 МПа
2	Давление газа после регулирующего клапана		+	↑				0,4 МПа
3	Давление газа перед каждой горелкой						+	24 кПа
4	Давление перед горелками по вторичному воздуху						+	0,3 кПа
5	Расход топлива	+			+	+		6720 м³/ч
6	Расход воздуха	+			+	+		84000 м3/ч
7	Содержание кислорода в дымовых газах	+			+	+		От 5,4 до 10 %

3.2 Выбор технических средств автоматизации

Газоанализатор

Содержание кислорода в уходящих газах является одним из важнейших технологических параметров. Согласно РД 34.11.306-86 основным критерием при выборе датчика измерения содержания кислорода в уходящих газах является точность измерений.

Рассмотрим следующие варианты газоанализаторов, которые соответствуют нормам точности измерений:

- 1) газоанализатор кислорода АКВТ-01;
- 2) газоанализатор АГ-0011.

Для измерения содержания кислорода в уходящих газах выбираем газоанализатор кислорода АКВТ-01. Выбор именно этого датчика обусловлен тем, что запас по точности измерения у него выше. Основным фактором является простота монтажа датчика, который, в отличие от газоанализатора АГ-0011, работает без дополнительного блока пробоподготовки. Таким образом, в процессе монтажа технических средств избегаем прокладки дополнительных импульсных труб.

Газоанализатор АКВТ-01 обладает выходным сигналом 4 – 20 мА и поддержкой сетей Modbus по интерфейсу RS-485 для контроля за его состоянием и возможности удаленной установки пределов измерения.

Измерительные преобразователи давления и расхода

Преобразователи давления предназначены для работы в системе автоматического контроля, регулирования и управления технологическими процессами и обеспечивают непрерывное преобразование значения измеряемого параметра – давления избыточного (ДИ), разряжения (ДВ), давления-разряжения (ДИВ), разности давлений (ДД), гидростатического

давления (ДГ), уровня в стандартный токовый выходной сигнал (0-5, 4-20, 0-20, 5-0, 20-4, 20-0 мА) дистанционной передачи.

Преобразователи серии Метран-43 предназначены для преобразования давления рабочих сред: жидкостей, газа (в т.ч. газообразного кислорода и кислородосодержащих газовых смесей при давлении не выше 1,6 МПа) и пара. В зависимости от кода электронного преобразователя приборы серии Метран-43 подразделяются на аналоговые (АП) и микропроцессорные (МП – с выносным индикаторным устройством и МП1 – со встроенным индикаторным устройством; индикаторные устройства выполнены на основе жидких кристаллов). Преобразователи имеют как общепромышленное, так и взрывозащитное исполнение (Ех и Вн). Для технических измерений и регулирования давлений на теплоэнергетических объектах рекомендуется применять преобразователи с погрешностью (γ_d) $\pm 0,25\%$ или $\pm 0,5\%$.

Таблица 6 – Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления серии Метран-43

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов по ГОСТ 22520	
		АП	МП, МП1
Метран-43-ДИ Метран-43-Ех-ДИ Метран-43-Вн-ДИ	3153-01	0,4; 0,6; 1,0 МПа	-
	3156-01	1,6; 2,5 МПа	0,1; 0,16; 0,25; 0,4; 0,6; 1; 1,6; 2,5 МПа

Интеллектуальные датчики давления серии Метран-100 предназначены для измерения и непрерывного преобразования в унифицированный аналоговый токовый сигнал и/или цифровой сигнал в стандарте протокола HART, или цифровой сигнал на базе интерфейса RS-485 входных величин: избыточного давления, абсолютного давления, разрежения, разности давлений. Измеряемые среды: жидкости, пар, газ, в т.ч. газообразный кислород и кислородосодержащие газовые смеси.

Таблица 7 – Основные технические параметры и характеристики преобразователей давления серии Метран-100

Тип преобразователя	Модель	Ряд верхних пределов измерений
Метран–100–ДИ	1151	2,5; 1,6; 1,0; 0,6; 0,4; 0,25; 0,16; 0,10 МПа
Метран–100–Ех–ДИ	1152	2,5; 1,6; 1,0; 0,6; 0,4; 0,25; 0,16; 0,10 МПа
Метран–100–Вн–ДИ	1153	1,0; 0,6; 0,4; 0,25; 0,16 МПа
Метран–100–ДВ	1210	0,04; 0,06; 0,10; 0,16; 0,25; 0,40 кПа
Метран–100–Ех–ДВ	1211	0,01; 0,16; 0,25; 0,40; 0,60; 1,0; 1,6; 2,5 кПа
Метран–100–Вн–ДВ	1212	0,16; 0,25; 0,40; 0,60; 1,0; 1,6 кПа
Метран–100–ДД	1410	0,04; 0,063; 0,10; 0,16; 0,25; 0,40 кПа
Метран–100–Ех–ДД	1411	0,10; 0,16; 0,25; 0,40; 0,63; 1,0; 1,6; 2,5 кПа
Метран–100–Вн–ДД	1412	0,16; 0,25; 0,40; 0,63; 1,0; 1,6 кПа

Манометры, вакуумметры и мановакуумметры показывающие МПЗ-У, ВПЗ-У и МВПЗ-У предназначены для измерения избыточного и вакуумметрического давления неагрессивных, некристаллизующихся по отношению к медным сплавам жидкостей, пара и газа, в том числе кислорода. Класс точности приборов - 1,5.

Таблица 8 – Технические характеристики показывающих манометров, мановакуумметров, вакуумметров

Наименование прибора	Диапазон, Па	Диапазон, кгс/см ²
ВПЗ-У	-100...0; -160...0 кПа	-1...0; -0,6...0
МВПЗ-У	- 100...60; - 100...150; 100...300; 0,1...0,5; -0,1...0,9; -0,1...1,5; -0,1...2,4 МПа	-1...0,6; -1...1,5; -1...3; -1...5; 1...9; -1...15; -1...24
МПЗ-У	0...60; 0...100; 0...160; 0...250; 0...400; 0...600 кПа 0...1; 0...1,6; 0...2,5; 0...4; 0...6; 0...10; 0...16; 0...25; 0...40; 0...60; 0...100; 0...160 МПа	0...0,6; 0...1; 0...1,6; 0...2,5; 0...4; 0...6; 0...10; 0...16; 0...25; 0...40; 0...60; 0...100; 0...160; 0...250; 0...400; 0...600; 0...1000; 0...1600

3.3 Выбор программируемого логического контроллера

Для выбора оптимального ПЛК рассмотрим требования, предъявляемые к его устройству и работе:

1) АСУ должна быть построена на микропроцессорных контроллерах промышленного назначения, выполненных в соответствии с требованиями ГОСТ Р МЭК 61508-1-2007;

2) производитель ПЛК должен быть сертифицирован в соответствии с международным стандартом качества ISO-9001;

3) ПЛК, входящий в состав АСУ, должен поддерживать стандарт МЭК 61131-3;

4) ПЛК, входящий в состав АСУ должен иметь модульную архитектуру и предусматривать возможность замены аппаратных коммуникационных модулей и модулей ввода/вывода без остановки работы ПЛК;

5) прикладное программное обеспечение ПЛК должно сопровождаться специализированной программной средой для визуальной конфигурации прикладных данных ПЛК, тестирования функций, диагностики всех модулей и программного обеспечения в частности;

6) в ПЛК должна функционировать операционная система реального времени, обеспечивающая обработку критически важных прерываний за заданное время;

7) ПЛК должен реализовывать функции самодиагностики всех модулей и целостности программного обеспечения;

8) для ПЛК должен быть предусмотрен монтаж в специальных щитах автоматики.

Проведем сравнение ПЛК разных производителей – Овен и Siemens.

Программируемый логический контроллер ОВЕН ПЛК100 – моноблочный контроллер с дискретными входами/выходами на борту для автоматизации малых систем.

К особенностям ПЛК относят: компактный DIN-реечный корпус; дискретные входы/выходы на борту; наличие последовательных портов (RS-485, RS-232) и Ethernet; расширение количества точек ввода/вывода осуществляется путем подключения внешних модулей ввода/вывода по любому из встроенных интерфейсов; два варианта питания: 220 В переменного тока и 24 В постоянного тока.

Программирование контроллеров OVEN ПЛК100 осуществляется профессиональной системой программирования CODESYS v.2.

Программируемые контроллеры семейства S7-200 имеют модульную конструкцию и являются идеальным средством для построения относительно простых систем автоматического управления при минимальных затратах на приобретение оборудования и разработку системы. Они способны работать в реальном масштабе времени и могут быть использованы для построения узлов локальной автоматики или узлов комплексных систем управления. Контроллеры обеспечивают поддержку обмена данными через сети PPI, MPI, Industrial Ethernet, а также через интернет/интранет и системы модемной связи, способны работать в составе систем распределенного ввода-вывода на основе сетей AS-Interface и PROFIBUS DP.

Отличительные особенности семейства Simatic S7-200:

- 1) время выполнения 1 К логических инструкций не превышает 0.22 мс;
- 2) наличие скоростных счетчиков внешних событий;
- 3) наличие быстродействующих входов аппаратных прерываний;
- 4) возможность наращивания количества обслуживаемых каналов ввода-вывода;
- 5) наличие импульсных выходов;
- 6) потенциометры аналогового задания цифровых параметров;
- 7) часы реального времени (встроенные или устанавливаемые в виде съемного модуля);
- 8) мощный набор инструкций языка программирования;

- 9) один или два порта RS-485 универсального назначения;
- 10) функции обмена данными через Industrial Ethernet, поддерживаемые коммуникационным процессором CP 243-1;
- 11) дружественная оболочка программирования STEP 7 Micro/ WIN;
- 12) трехуровневая парольная защита программ пользователя;
- 13) возможность работы с устройствами человеко-машинного интерфейса.

Контроллер ОВЕН обладает более низкой ценой и обладает значительно более низким быстродействием. Так же он является моноблочным, что для нашей системы не целесообразно, так как, возможно, в процессе работы потребуется увеличить количество входов и выходов системы управления.

Описание программируемого логического контроллера S7-200

В состав программируемого логического контроллера были выбраны следующие модули:

- 1) блок питания SITOP Power E24/3.5 6EP1 332-1SH31;
- 2) центральный процессор CPU 224 6ES7 214-1BD23-0XBO;
- 3) модуль ввода-вывода аналоговых сигналов EM 231 8A1 6ES7 231-0HF22-0XAO;
- 4) модуль ввода-вывода дискретных сигналов EM 223 32DI 6ES7 223-1BM22-0XAO;
- 5) коммуникационный процессор CP 243-1 6GK7 243-1EX30-0XE0.

Блок питания SITOP Power E24/3.5

Блоки питания SITOP Power E24/3.5 предназначены для питания центральных процессоров и модулей программируемых контроллеров S7-200, а также их внешних цепей. Они выполняют преобразование входного однофазного напряжения переменного тока промышленной частоты в

стабилизированное выходное напряжение 24 В и обеспечивают электронную защиту от коротких замыканий в цепи нагрузки.

Корпус блока питания имеет аналогичные с модулями S7-200 способы крепления и монтажа, согласован с ними по установочным размерам. Технические характеристики блока питания приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики блок питания SITOP Power E24/3.5 6EP1 332-1SH31

Входные цепи	
Входное напряжение $U_{вх.ном}$: номинальное значение допустимый диапазон изменений	Однофазного переменного тока ~120/230 В ~93...132/~87...264 В
Частота переменного тока: номинальное значение допустимый диапазон изменений	50/60 Гц 47...63 Гц
Допустимые перенапряжения	2.3x $U_{вх.ном}$ в течение 1.3 мс
Допустимый перерыв в питании, не менее	20 мс при $U_{вх} = 187 В$
Потребляемый ток	1.65 А при ~120 В; 0.95 А при ~230 В
Ограничение импульсного тока включения до уровня I^2t , не более	33 А до 3 мс при $U_{вх} = 230 В$ и температуре +25 °С 1 А ² с
Встроенный предохранитель	T 2.5 А/250 В, недоступен
Рекомендуемый автоматический выключатель в цепи питания (IEC 898)	2-полюсный миниатюрный автоматический выключатель 10 А с характеристикой С или 6 А или выше с характеристикой D
Выходные цепи	
Гальваническое разделение с входной цепью	есть
Выходное напряжение	=24 В
Допустимое отклонение выходного напряжения:	
максимальное значение	±5%
типовое значение	±2%
Статическая компенсация изменений:	
входного напряжения	±0.1 %
тока нагрузки	±0.2 %
Остаточные пульсации:	
максимальное значение	150 мВ
типовое значение	30 мВ
Импульсы в диапазоне частот 20МГц:	
максимальное значение	240 мВ
типовое значение	110 мВ
Регулировка выходного напряжения	Нет
Индикатор выходного напряжения	Нет

Центральный процессор CPU 224 6ES7 214-1BD23-OXBO

Технические характеристики модуля приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики модуля центрального процессора CPU 224 6ES7 214-1BD23-OXBO

Центральный процессор	CPU 224 6ES7 214-1BD23-OXBO
Цепи питания центрального процессора	
Напряжение питания центрального процессора:	
номинальное значение	~120/230 В
допустимые отклонения	~85...264 В
частота переменного тока	47 ... 63 Гц
Импульсный ток включения	20 А при ~264 В
Потребляемый ток:	
максимальное значение	
при-240 В	100 мА
при-120 В	200 мА
диапазон изменений	
при-240 В	30...100 мА
при -120 В	60...200 мА
Потери мощности	10 Вт
Нагрузочная способность шины расширения ввода-вывода (=5 В)	660 мА

Модуль ввода-вывода аналоговых сигналов EM 231 8A1 6ES7 231-0HF22-OXAO

Технические характеристики модуля приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Технические характеристики модуля ввода-вывода аналоговых сигналов EM 231 8A1 6ES7 231-0HF22-OXAO

Модуль 6ES7	231-0HF22-OXAO
Количество входов	8
Изоляция входов от внутренней электроники	Нет
Формат слова для полной шкалы:	0...32000
для униполярных сигналов	-320000...+32000
для биполярных сигналов	
Сопротивление входов:	
измерения напряжения, не менее	2Мом
измерения силы тока	250 Ом
Коэффициент ослабления входного фильтра	-3 ДБ при 3.1 кГц
Максимальное значение входного напряжения	30 В (для каналов измерения напряжения)
Максимальное значение входного тока	32 мА (для каналов силы тока)
Разрешающая способность:	
для униполярных сигналов	12 бит

Продолжение таблицы 11

для биполярных сигналов	11 бит + знак
Пределы измерения:	0...5 В; 0...10 В
униполярных сигналов напряжения	$\pm 2,5$ В; ± 5 В
биполярных сигналов напряжения	0...20 мА, только каналы 6 и 7
сигналов силы тока	
Длина экранированного кабеля, не более	100 м

Модуль ввода-вывода дискретных сигналов EM 223 32DI 6ES7 223-1BM22-OXAO

Технические характеристики модуля приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики модуля ввода-вывода дискретных сигналов EM 223 32DI 6ES7 223-1BM22-OXAO

Модуль EM 223	32DI 6ES7 223-1BM22-OXAO
Количество входов:	
общее	32
в группах	16+16
Тип входов	Общий плюс или минус на группу входов
Гальваническое разделение внешних и внутренних цепей	Есть, оптоэлектронное
Испытательное напряжение изоляции	~500 В в течение 1 минуты
Входное напряжение:	
номинальное значение	=24 В
высокого уровня	=15...30 В
низкого уровня	=0...5 В
Входной ток высокого уровня, типовое значение	4 мА
Длительно допустимое входное напряжение	=30 В
Максимальное импульсное входное напряжение	=35 В в течение 0.5 с
Задержка распространения входных сигналов при номинальном напряжении питания	4.5 мс
Статический ток цепей 2-проводных датчиков	1 мА
BERO	
Длина кабеля, не более:	
обычного	300 м
экранированного	500 м

Коммуникационный процессор CP 243-1 6GK7 243-1EX0-OXEO

Коммуникационный процессор для подключения программируемых контроллеров S7-200 к сети Industrial Ethernet. Поддержка функций дистанционного программирования и диагностики контроллеров S7-200 из среды STEP 7 Micro/WIN через Industrial Ethernet. Организация обмена данными через Industrial Ethernet между S7-200 и другими системами управления с поддержкой S7 функций связи. Решение простых задач визуализации с использованием Web технологий. Передача сообщений по каналам электронной почты.

Технические характеристики модуля приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики коммутационного модуля CP 243-1 6GK7 243-1EX0-OXEO

Скорость обмена данными	10/100 Мбит/с
Объем встроенной Flash памяти хранения файловой системы пользователя	8 Мбайт
количество циклов записи данных	100000
Интерфейсы:	
10BaseT, 100BaseTX	Гнездо RJ45
подключения цепи питания	3-полюсный терминальный блок с контактами под винт
Количество коммуникационных процессоров на контроллер, не более	1
Количество логических соединений, не более:	
S7 функции СВЯЗИ	8 (XPUT/XGET и READ/WRITE)
PG функции СВЯЗИ	1
PG/OP функции связи	8
Количество ГГ соединений, не более:	
FTP клиент	1
E-mail клиент	1
сервер с HTTP	4
Количество уровней прав доступа, не более	8
E-mail сообщения:	
количество сообщений, не более	32
размер сообщения, не более	1024 символов
Напряжение питания:	
от внутренней шины	=5 В
внешнее	=24 В
допустимый диапазон отклонений	=20,4...28,8 В
Программное обеспечение конфигурирования	STEP 7 Micro/WIN 32 от v4.0 SP8 и выше

4 Расчет погрешности измерительного канал давления

Измерительная система давления

Измеряемое давление $P=0,4$ МПа. Предел измерения измерительного прибора $0 \div 0,6$ МПа. Преобразователи Метран–100–ДИ–1153 или МПЭ–МИ. Альтернативные измерительные системы (ИС) приведены в таблице 14.

Таблица 14 – Характеристики альтернативных измерительных систем

Номер ИС	1		2	
Наименование ИУ	Тип ИУ	Допускаемая погрешность, %	Тип ИУ	Допускаемая погрешность, %
Первичный преобразователь	Метран–100–ДИ–1153	0,5	МПЭ-МИ	1

Определяем предельную погрешность измерения давления ИС №1.

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности первичного преобразователя типа Метран–100–ДИ, с пределом измерения $0 \dots 0,6$ МПа равен:

$$\Delta_{nn} = \pm \frac{\gamma \cdot (P_k - P_n)}{100} = \pm \frac{0,5 \cdot (0,6 - 0)}{100} = \pm 0,003 \text{ МПа};$$

Относительная предельная погрешность измерения $P = 0,4$ МПа:

$$\delta_{nn} = \pm \frac{\Delta_{nn}}{P} 100 = \pm \frac{0,003}{0,4} \cdot 100 = 0,75 \text{ \%};$$

Предельная относительная погрешность показаний для ИС № 1:

$$\delta_{ис1} = \pm \sqrt{\delta_{nn}^2} = \pm \sqrt{0,75^2} = 0,75 \text{ \%};$$

Что соответствует:

$$\Delta_{ис1} = \pm \frac{P \cdot \delta_{ис1}}{100} = \pm \frac{0,4 \cdot 0,75}{100} = 0,003 \text{ МПа}.$$

Определяем предельную погрешность измерения давления ИС №2.

Предел допускаемой основной абсолютной погрешности первичного преобразователя типа МПЭ-МИ, с пределом измерения $0 \dots 0,6$ МПа равен:

$$\Delta_{nn} = \pm \frac{\gamma(P_k - P_n)}{100} = \pm \frac{1 \cdot (0,6 - 0)}{100} = \pm 0,006 \text{ МПа};$$

Относительная предельная погрешность измерения $P=0,4$ МПа:

$$\delta_{nn} = \pm \frac{\Delta_{nn}}{P} 100 = \pm \frac{0,006}{0,4} 100 = 1,5 \% ;$$

Предельная относительная погрешность показаний для ИС № 2:

$$\delta_{ис2} = \pm \sqrt{\delta_{nn}^2} = \pm \sqrt{1,5^2} = \pm 1,5 \% ;$$

Что соответствует:

$$\Delta_{ис2} = \pm \frac{P \cdot \delta_{ис2}}{100} = \pm \frac{0,4 \cdot 1,5}{100} = 0,006 \text{ МПа}.$$

Результаты расчета предельной абсолютной погрешности показаний ИС давления газа после регулирующего клапана приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Результаты расчета предельной абсолютной погрешности показаний ИС давления

Номер ИС	Типы ИУ, входящих в ИС	$\pm \Delta_{ис}$, МПа	Интервал показаний давления, МПа
1	Метран–100–ДИ–1153	0,003	0,397÷0,403
2	МПЭ-МИ	0,006	0,394÷0,406

Вывод: согласно таблице 15, предельная абсолютная погрешность измерительной системы № 1 меньше, чем измерительной системы № 2, следовательно, используем измерительную систему № 1.

5 Разработка принципиальной электрической схемы щита управления

На принципиальной электрической схеме системы управления показывают все устройства и элементы, которые входят в состав изделия, их входные (выходные) элементы, соединения между устройствами и элементами. Принципиальные электрические схемы входят в состав конструкторской документации. Они используются при проведении монтажа, пусконаладочных работ и квалифицированной эксплуатации этих узлов, устройств и систем электрического принципа действия. Названия принципиальным электрическим схемам присваиваются в соответствии с функциональными принципами действия запроектированной системы

В процессе проектирования систем автоматизации различных технологических процессов принципиальные электрические схемы разрабатывают в следующем порядке: на основании функциональной схемы автоматизации составляют четко сформулированные технические требования, предъявляемые к принципиальной электрической схеме; применительно к этим требованиям задают условия и последовательность действия схемы; каждое из заданных условий действия схемы изображают в виде тех или иных элементарных цепей, отвечающих данному условию действия; производят выбор аппаратуры и электрический расчет параметров отдельных элементов; корректируют схему в соответствии с возможностями принятой аппаратуры; проверяют в схеме возможность возникновения ложных или обходных цепей или ее неправильной работы при повреждениях элементарных цепей или контактов; рассматривают возможные варианты решения и принимают окончательную схему применительно к имеющейся аппаратуре.

Система электропитания должна обеспечить необходимую надёжность питания, соответствующее качество электроэнергии, экономичность, удобство и безопасность обслуживания.

Схема электрическая принципиальная щита управления представлена на листе ФЮРА.421000.011 С3.

Для защиты оборудования от перегрузок и токов короткого замыкания, устанавливаемого внутри щита управления, все питающие напряжения подаются через отдельные автоматические выключатели.

На входе цепи питания 220 В предусмотрена защита от перенапряжения РТ 2-РЕ/S-230АС-ST (Z01). Для резервирования питания и преобразования напряжения сети переменного тока 220 В в постоянное напряжение 24 В установлен импульсный источник питания EF UPS EF UPS 1AC/24DC-4 (G1) с блоком аккумуляторной батареи АБ-24М (G2), обеспечивающей автономную работу всех устройств щита в течение не менее 30 минут.

В щите управления предусмотрено внутреннее рабочее освещение (лампа EL1) для обслуживания и ремонта. Для автоматического включения лампы при открытии и выключения при закрытии дверцы шкафа предусмотрен концевой выключатель SQ1.

6 Разработка общего вида щита управления

Щиты системы автоматизации предназначены для размещения в них средств управления технологическим процессом, контрольно-измерительных приборов, элементов сигнализации, защиты, блокировки.

Щиты и пульты устанавливаются в производственных и специальных щитовых помещениях: операторных, диспетчерских, аппаратных и т.п. Щиты бывают панельные с каркасом и шкафные. Фасадная панель состоит из двух (исполнение 1) и трех (исполнение 2) функциональных полей.

Общий вид щита представлен на листе ФЮРА.421000.011 С4.

При разработке щита решались следующие задачи:

- 1) выбор типов и размеров шкафов, панелей с каркасом, корпусов пультов, стоек и вспомогательных элементов щитов и пультов;
- 2) определение монтажных зон щитов шкафных, панельных с каркасом, стативов, пультов;
- 3) компоновка приборов и аппаратуры, а также изделий для их монтажа на фасаде и внутри щитов;

На внутренней плоскости щита показаны установленные на нем приборы и электроаппаратуру, изделия из монтажа электропроводок (упоры, колодки маркировочные, блоки зажимов и другие элементы).

Конструктивно щит имеет закрытое исполнение и одностороннее обслуживание. Для удобства обслуживания предусмотрены лампа местного освещения и розетка 220 В.

В данной выпускной квалификационной работе используется шкаф распределительный АЕ 1200х600х300 производства фирмы Rittal (Германия). На чертежах изображен вид внутренней плоскости щита. На монтажной панели расположены элементы питания шкафа (блоки питания, автоматы защиты), ПЛК, реле, клеммные сборки. В нижней части щита расположены элементы цоколя. Цоколь имеет центральное отверстие, через которое

обеспечивается циркуляция воздуха, а также подвод силовых и коммуникационных кабелей снизу из пространства под фальшполом.

7 SCADA система. Разработка мнемосхемы

Для создания человека машинного интерфейса использовалось программное обеспечение Simatic WinCC Flexible, составная часть семейства систем автоматизации Simatic (Siemens AG).

Оно предназначено для решения комплекса задач человеко-машинного интерфейса: от разработки проекта отдельно взятой панели оператора до разработки мощных систем человеко-машинного интерфейса с архитектурой клиент/сервер.

Визуализация через соответствующую Windows рабочую оболочку построена на параметрировании графических объектов, проектировании графических структур:

- 1) численные и алфавитно-цифровые поля ввода/вывода;
- 2) статическое отображение текста и графики, векторная графика;
- 3) динамическая графика из символьной библиотеки HMI;
- 4) графика прямых, кривых линий; функция увеличения;
- 5) зависимые от сигнала текстовые списки и списки графики;
- 6) кнопки и выключатели для обслуживания процесса;
- 7) редактируемые поля для значений процесса (сигналов);
- 8) аналоговое отображение, регуляторы;
- 9) проектируемые композиции из основных объектов системы;
- 10) графика стандартных форматов (BMP, JPEG, WMF).

Среда WinCC flexible представляет собой программное обеспечение визуализации процесса. В среде исполнения проект выполняется в реальном времени технологического процесса.

При создании нового или открытии существующего проекта WinCC flexible на экране компьютера программирования отображается рабочее пространство. В окне проекта ("Project View") отображается структура проекта и отсюда можно переходить к отдельным компонентам или элементам проекта.

Для решения каждой задачи проектирования в WinCC flexible существует специальный редактор. Например, графический пользовательский интерфейс GUI устройства HMI создается в редакторе "Screens [Экраны]". Для создания сообщений используется редактор "Discrete Alarms [Дискретные сообщения]". Все проектные данные, относящиеся к определенному проекту, хранятся в базе данных проекта.

В режиме исполнения проекта оператор может управлять им. При этом решаются следующие задачи:

- 1) обмен данными с системами автоматизации;
- 2) визуализация изображений технологического процесса на экране;
- 3) управление процессом, например, путем задания значений уставок или открытия и закрытия клапанов;
- 4) архивирование текущих данных процесса, например, значений процесса и
- 5) сообщений о событиях.

Мнемосхема для АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 показана на рисунке 12. На ней условно изображена топка котла, расположение групп горелок и трубопроводы подачи топлива и воздуха.

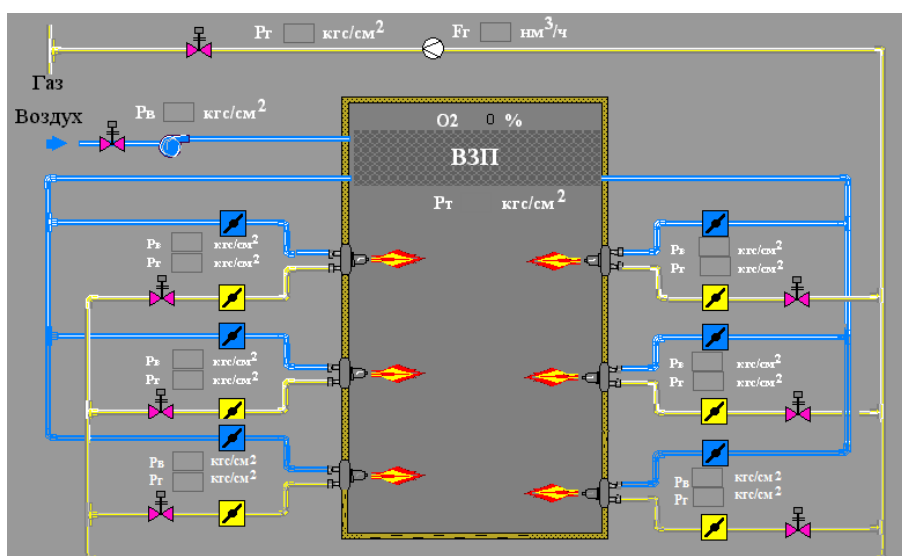


Рисунок 12 – Мнемосхема основной экран двух групп горелок

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСООБЪЕДИНЕНИЕ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5Б2В	Ляховской Ольге Евгеньевне

Институт	Энергетический	Кафедра	АТП
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	13.03.01 Теплоэнергетика и теплотехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов	Заработная плата руководителя, тарифы на электроэнергию и на топливо
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Отчисления во внебюджетные фонды – 30 % от оплаты труда, норматив времени работы руководителя – 22 часа 1 бакалавр, норматив почасовой оплаты старшего руководителя ТПУ – 300 руб./ч., норма амортизации в год – 33%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Экономическое обоснования использования природного газа	
2. Смета. Бюджет проекта	
3. Срок окупаемости внедрения оборудования	

Дата выдачи задачи по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент каф. МЕН	Попова С.Н.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5Б2В	Ляховская Ольга Евгеньевна		

10 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В данной работе была модернизирована автоматическая система управления технологического процесса горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо.

Топливо-энергетические ресурсы включают в себя не только источники получения энергии, но и произведенные энергетические ресурсы, к которым относят, в первую очередь, тепловую энергию, которую получают, используя энергию первичных и вторичных ресурсов. В настоящее время более 90% тепловой и электрической энергии производится при использовании невозобновляемых энергетических ресурсов. Природное органическое топливо по агрегатному состоянию делят на твердое, жидкое и газообразное.

При модернизации АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50, осуществляется переход с жидкого на газообразное топливо. Обоснуем это экономически, рассчитав стоимость потреблённых энергоресурсов за один час работы котла. Тариф на природный газ принимаем равным установленным значением Департамента тарифного регулирования Томской области [26]. Стоимость мазута принимаем согласно ценам компании «Армаданефть» [27]. Исходные данные представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Исходные данные

Вид топлива	Природный газ	Мазут
Теплотворная способность топлива	7950 ккал/м ³	-
Расход топлива	6720 м ³ /ч	6,34 т/ч
Расчетная теплотворная способность топлива	7900 ккал/м ³	-
Цена	4580 руб./1000 м ³	11000 руб./т

Сделаем перерасчет цены природного газа, учитывая его теплотворную способность:

$$C_{расч} = \frac{C_{уст} \cdot Q_n^p}{Q_n^{расч}} = \frac{4580 \cdot 7950}{7900} = 4609 \text{ руб./1000 м}^3;$$

тогда стоимость газа расходуемого за один час:

$$G_m \cdot C_z = 6720 \cdot 4609 / 1000 = 30972,5 \text{ руб./ч.}$$

Стоимость мазута, расходуемого за час:

$$G_m \cdot C_m = 6,34 \cdot 11000 = 69740 \text{ руб./ч.}$$

В данной работе экономически целесообразно использовать природный газ, нежели жидкое топливо. Так как стоимость мазута в два раза превышает стоимость газа.

В процессе разработки проекта автоматизации розжига горелок водогрейного котла ПТВМ-50 в комплексе решались конструкторско-технологические, производственные и эксплуатационные задачи. При этом главное требование состоит в том, чтобы создаваемый проект был высокопроизводительным, надежным в эксплуатации, улучшая условия труда, обеспечивая рост эффективности производства.

Технико-экономические расчеты эффективности проекта производятся с целью обоснования наиболее эффективного технологического процесса розжига горелок; исчисления экономического эффекта, получаемого предприятием от внедрения данного проекта.

Экономические вопросы, выдвигаемые автоматизацией производственных процессов, приобретают все большее значение. Это связано с тем, что на средства автоматизации затрачиваются большие суммы, а их обслуживание требует больших затрат человеческого труда. Особенно актуальное значение вопросы экономики автоматизации промышленных объектов приобрели в связи с использованием для целей управления дорогостоящих ЭВМ, требующих для своего нормального функционирования квалифицированного обслуживания. Сопоставление ежегодных затрат на содержание средств автоматизации и тех выгод в денежном выражении, которые могут быть получены от использования этих

средств, и будет тем экономическим результатом, который ожидается от автоматизации производственных процессов.

В данном разделе производится расчет экономической эффективности модернизации АСУ ТП горения в топке водогрейного котла ПТВМ-50 при переходе с жидкого на газообразное топливо. Для достижения этой цели необходимо решать несколько задач:

- 1) определить капитальные вложения на разработку системы автоматизации;
- 2) определить единовременные капитальные вложения на приобретение средств автоматизации, их монтаж и наладку, определяемые либо по фактическим затратам, либо по проектным сметам;
- 3) определить тот прирост экономического эффекта, который получает производство от внедрения данной системы автоматизации.

Капитальные вложения в проект

Размеры капитальных вложений в реализацию проекта складываются из следующих составляющих: стоимость проектирования (проектные работы); стоимость оборудования; монтажные и пусконаладочные работы;

$$K = K_{\text{проект}} + K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}},$$

где $K_{\text{проект}}$ – проектные работы; $K_{\text{оборуд}}$ – стоимость оборудования; $K_{\text{монтаж}}$ – затраты на монтажные и пусконаладочные работы.

Затраты на создание проекта

Проектирование включает в себя несколько этапов. Рассчитывается смета расходов, включающая затраты на приобретение необходимого оборудования для проведения работы и текущие расходы.

Исполнителями данного технического задания являются:

- 1) руководитель – 12 разряд;

2) инженер-проектировщик – 11 разряд.

Занятость и количество рабочего времени, потраченного исполнителями на выполнение данного проекта, сведено в таблицу 18.

Таблица 18 – Перечень работ и их продолжительность по времени, распределение по исполнителям

Наименование работ	Исполнители		t, дней
	Должность	Количество	
1	2	3	4
1 Описание технологического объекта	Бакалавр	1	6
2 Составление технического задания на проект	Бакалавр	1	3
3 Разработка структурной схемы системы управления	Бакалавр	1	3
4 Разработка функциональной схемы и заказной спецификации	Бакалавр Руководитель	2	7 1
5 Расчет погрешности измерительных каналов давления и расхода	Бакалавр	1	3
6 Разработка принципиальной электрической схемы шита управления	Руководитель Бакалавр	2	1 8
7 Scada система. Разработка мнемосхемы	Бакалавр	1	3
8 Расчёт системы регулирования	Руководитель Бакалавр	2	2 8
Общее количество рабочего времени, потраченное каждым исполнителем	Руководитель	4	
	Бакалавр	41	
Итого (общие затраты времени на создание проекта)		45	

На основании таблицы 18 построим график занятости исполнителей, представленный на рисунке 17.

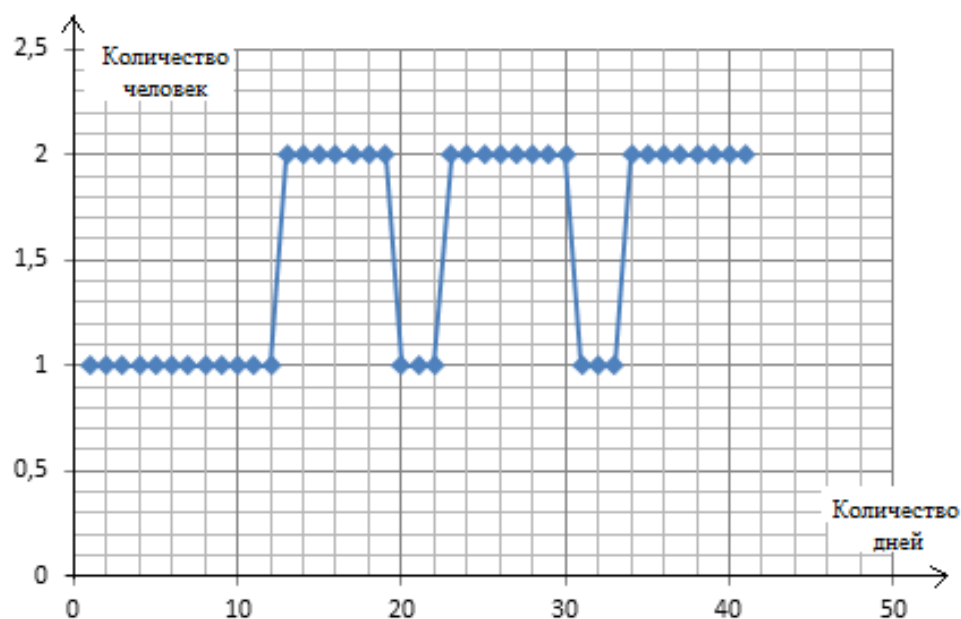


Рисунок 17 – Выполнение работ проекта исполнителями

Материальные затраты на проектные работы

Рассчитаем смету затрат на разработку системы управления. В смету затрат входят следующие элементы:

- а) стоимость материалов;
- б) затраты на оплату заработной платы;
- в) затраты на социальное отчисление;
- г) отчисления на амортизацию основных фондов и нематериальных активов;
- д) прочие затраты;
- е) накладные расходы.

Стоимость материалов сведем в таблицу 19.

Таблица 19 – Стоимость расходных материалов

Наименование	Цена за ед., руб.	Количество, шт.	Суммарная цена, руб.
Ручка	30	2	60
Бумага	1	500	500
Папка для бумаги	20	2	40
Степлер	45	1	45
Программное обеспечение: AutoCAD MS office Fine Reader Simatic wincc flexible	43000 3500 3000 19500	4	69000
Итого			69655

Рассчитаем отчисления на амортизацию офисной мебели (стол, стул) и компьютерной техники (компьютер, сканер, принтер).

Амортизация основных фондов:

$$U_{ам} = \frac{H_{ам} \cdot T_{исп} \cdot U_{о.ф.}}{T_{кал}}$$

где $H_a = \frac{I}{T_{сл}}$ – норма амортизации. Будем считать, что средний срок службы офисной мебели и компьютерной техники 10 лет, тогда $H_a = 0,1$; $T_{сл}$ – срок службы основных фондов, лет; $T_{исп}$ – время использования основных фондов, дней; $U_{о.ф.}$ – стоимость основных фондов, руб.

$$U_{ам} = \frac{0,1 \cdot 90 \cdot 35000}{365} = 863 \text{ руб.}$$

Затраты на оплату труда

Затраты на оплату труда составляют:

1) выплаты заработной платы за фактически выполненную работу, исходя из сдельных расценок, тарифных ставок и должностных окла-

дов в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда;

- 2) выплаты стимулирующего характера по системным положениям;
- 3) выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда (выплаты по районным коэффициентам).

Заработную плату инженерно-технических работников, участвующих в разработке проекта рассчитаем по формуле:

$$ЗП = (БО \cdot k_1 + ДИ) \cdot k_2,$$

где $БО$ – базовый оклад, руб., $БО = 9000$ руб.; k_1 – коэффициент, учитывающий отпуск, $k_1 = 1,1$; k_2 – районный коэффициент, $k_2 = 1,3$; $ДИ$ – доплата учёного совета ТПУ, руб., $ДИ = 3500$ руб.

Рассчитаем заработную плату для научного руководителя ($ЗП_1$) 12-го разряда согласно:

$$ЗП_p = (9000 \cdot 1,1 + 3500) \cdot 1,3 = 17420 \text{ руб.};$$

Заработная плата инженера ($ЗП_2$) 11-го разряда рассчитаем по формуле:

$$ЗП = БО \cdot k_1 \cdot k_2;$$

$$ЗП_{11} = 9000 \cdot 1,1 \cdot 1,3 = 12870 \text{ руб.}$$

Заработная плата исполнителей за выполнение проекта определится по следующей формуле:

$$ЗП_{\text{проект}} = \frac{ЗП_{\text{осн.}}}{21} \cdot n,$$

где 21 – количество рабочих дней в месяце, n – количество рабочих дней, потраченных на выполнение проекта.

Заработная плата руководителя проекта за выполнение проекта:

$$ЗП_{\text{проект}P} = \frac{17420}{21} \cdot 4 = 3318 \text{ руб.}$$

Заработная плата инженера 11 разряда составит:

$$ЗП_{\text{проект}11} = \frac{12870}{21} \cdot 41 = 25127 \text{ руб.}$$

Общие затраты на оплату труда исполнителей составят:

$$U_{\text{зн}} = 3\Pi_{\text{проектР}} + 3\Pi_{\text{проект.11}} = 3318 + 25127 = 28445 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды

В данном разделе отражаются размер обязательных отчислений по установленным законодательством нормам органов государственного социального страхования, пенсионного фонда, государственного фонда занятости и медицинского страхования от элемента "затраты на оплату труда".

Отчисления на социальные нужды составят 30% от оплаты труда, их величина составит:

$$U_{\text{соц}} = 0,3 \cdot U_{\text{зн}} = 0,3 \cdot 28445 = 8553,5 \text{ руб.}$$

Накладные расходы

Накладные расходы определяются как 200 % от размера заработной платы и составят:

$$U_{\text{накл}} = 2 \cdot U_{\text{зн}} = 2 \cdot 28445 = 56890 \text{ руб.}$$

Прочие расходы

Прочие расходы определяются как 10% от суммы $U_{\text{о.ф.}} + U_{\text{ам}} + U_{\text{зн}} + U_{\text{соц}}$:

$$U_{\text{пр}} = 0,1 \cdot (35000 + 863 + 28445 + 8553,5) = 7286,15 \text{ руб.}$$

Себестоимость проекта

Себестоимость проекта определится как сумма затрат на его исполнение и составит:

$$C_{\text{пр}} = U_{\text{о.ф.}} + U_{\text{ам}} + U_{\text{зн}} + U_{\text{соц}} + U_{\text{накл}} + U_{\text{пр}},$$

$$C_{np} = 35000 + 863 + 28445 + 8553,5 + 56890 + 7286,15 = 137038 \text{ руб.}$$

Смета расходов на создание выполнение проекта приведена в таблице 20.

Таблица 20 – Смета стоимости проекта

Статьи расходов	Сумма, руб.
Материальные затраты	69655
Оплата труда	28445
Отчисления на социальные нужды	8553,5
Амортизация	863
Накладные расходы	56890
Прочие затраты	7286,15
Себестоимость проекта	137038
Итого	308730,65

Расчет капиталовложений на приобретение необходимого оборудования и его монтаж

Все необходимое оборудование для реализации проекта, включая его стоимость, приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Смета затрат на оборудование

Наименование	Стоимость за штуку, руб.	Количество, шт.	Цена, руб.
1	2	3	4
Метран–100–ДИ–1151	7000	4	28000
Метран–100–ДИ–1153	7000	4	28000
МПЗ–У–60	290	12	3480
Метран–100–ДВ–1210	7000	12	84000
СКН–160–100	600	4	2400
СР–40–Б	3500	4	14000
Метран 100–ДД–1410	7000	4	28000
СКН–160–100	600	12	9600
СР–25–Б	3000	12	36000

Продолжение таблицы 21

Метран 100–ДД– 1410	7000	12	84000
АКВТ–01	151000	1	151000
Программируемый логический контроллер Simatic S7-200:			
Блок питания SITOP Power E24/3.5	29000	1	29000
Центральный процессор CPU 224	66000	1	66000
Модуль ввода-вывода аналоговых сигналов EM 231 8A1	28000	4	112000
Модуль ввода-вывода дискретных сигналов EM 223 32DI	29000	3	87000
Коммуникационный процессор CP 243-1	51000	1	51000
Итого: 813480 руб.			

$$K_{обор}=813480 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж оборудования

Стоимость монтажа оборудования принимаем как 20 % от стоимости оборудования. Стоимость монтажа составит:

$$K_{монт} = 0,2 \cdot K_{обор} = 0,2 \cdot 813480 = 162696 \text{ руб.}$$

Общий размер единовременных капиталовложений составит:

$$K = K_{пр} + K_{обор} + K_{монт} = 44352 + 813480 + 162696 = 1020528 \text{ руб.}$$

Расчет годовых эксплуатационных затрат

Годовые эксплуатационные затраты рассчитаем по формуле:

$$U_{год} = U_{ам} + U_{рем} + U_{зн} + U_{соц} + U_{э} + U_{пр}$$

где $U_{э}$ – затраты на электроэнергию; $U_{ам}$ – затраты на амортизацию; $U_{рем}$ – затраты на текущий ремонт; $U_{зн}$ – затраты на зарплату обслуживающего персонала; $U_{пр}$ – прочие расходы; $U_{соц}$ – отчисления на социальные нужды (26% от оплаты труда).

Затраты на электроэнергию определим как:

$$U_{э} = 366 \cdot \tau_{э} \cdot \mathcal{E}_{сут},$$

где $\mathcal{E}_{\text{сут}} = 20$ кВт·ч – суточное потребление электроэнергии на собственные нужды (для электроснабжения КИПиА); $\tau_3 = 1,53$ руб./кВт·ч – тариф за электроэнергию 1 кВт·ч.

Годовые затраты на электроэнергию составят:

$$U_3 = 366 \cdot 1,53 \cdot 20 = 11199,6 \text{ руб.}$$

Амортизационные отчисления при сроке службы технических средств $T_{\text{сл}} = 5$ лет определяются по следующей формуле:

$$U_{\text{ам}} = \frac{1}{T_{\text{сл}}} \cdot K_{\text{обор}} \cdot$$

Амортизационные отчисления составят:

$$U_{\text{ам}} = \frac{1}{5} \cdot 813480 = 162696 \text{ руб.}$$

Затраты на ремонт принимаем в размере 10% от затрат на амортизацию:

$$U_{\text{рем}} = 0,1 \cdot U_{\text{ам}} = 0,1 \cdot 162696 = 16269,6 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату обслуживающего персонала:

$$U_{\text{зн}} = 3П_{\text{осн}} + 3П_{\text{доп}},$$

где $3П_{\text{осн}}$ – основная зарплата; $3П_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Основная зарплата рассчитывается по формуле:

$$3П_{\text{осн}} = 3П_{\text{ср}} \cdot k_p,$$

где $3П_{\text{ср}}$ – средняя годовая зарплата обслуживающего персонала; $k_p = 1,3$ – районный коэффициент.

Средняя годовая зарплата обслуживающего персонала:

$$3П_{\text{ср}} = 12 \cdot N \cdot 3П,$$

где $N = 2$ – количество обслуживающего персонала; $3П = 8000$ руб. – месячная зарплата обслуживающего персонала:

$$3П_{\text{ср}} = 12 \cdot 2 \cdot 8000 = 192000 \text{ руб.}$$

Годовые затраты на зарплату обслуживающего персонала составят:

$$3П_{\text{осн}} = 192000 \times 1,3 = 249600 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{дон} = ЗП_{осн} \cdot k_{\partial},$$

где $k_{\partial} = 0,1$ - коэффициент, учитывающий выплаты по дополнительной заработной плате:

$$ЗП_{дон} = 249600 \cdot 0,1 = 24960 \text{ руб.}$$

Годовой фонд заработной платы составит:

$$U_{зн} = 24960 + 249600 = 274560 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 26% от фонда оплаты труда:

$$U_{соц} = 0,26 \cdot U_{зн} = 0,26 \cdot 274560 = 82368 \text{ руб.}$$

Прочие расходы определяются как 10% от суммы $U_{рем} + U_{ам} + U_{зн} + U_{соц}$:

$$U_{пр} = 0,1 \cdot (16269,6 + 162696 + 274560 + 82368) = 53589,36 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные расходы составят:

$$U_{год} = 16269,6 + 162696 + 274560 + 82368 + 53589,36 + 8784 = 498266,96 \text{ руб.}$$

Эффективность проекта

Данную систему управления можно было реализовать с помощью аналоговых средств. Средний срок службы, которых значительно ниже, и, как правило, происходит увеличение количества отказов при эксплуатации. Вследствие этого число обслуживающего персонала увеличится на 2 человека. Сравним эффективность внедрения той и другой системы.

Срок окупаемости вычисляется по формуле:

$$T_{ок} = \frac{K_{пр} + K_{оборуд} + K_{монт}}{\mathcal{E} - U_{год}},$$

где \mathcal{E} – экономический эффект от введения системы автоматизации.

Рассчитаем капиталовложения на приобретение необходимого оборудования и его монтаж, годовые эксплуатационные затраты системы, реализованной с помощью аналоговых средств получения информации.

Все необходимое оборудование для реализации проекта, включая его стоимость, приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Смета затрат на оборудование

Наименование	Стоимость за штуку, руб.	Количество, шт.	Цена, руб.
1	2	3	4
Блок питания 4БП36	6000	10	60000
Регулирующее устройство РП4-У	8500	10	85000
Датчик разности давления Сапфир-22М-ДД-2430	16500	10	165000
Диафрагма ДК – 10 -400	4500	10	45000
Ручной задатчик РЗД - 22	2650	10	26500
МЭО - 100/25 - 0,25 – 94	27820	10	278200
Указатель положения дистанционный ДУП-М	2050	10	20500
Блок ручного управления БРУ-22	7130	10	71300
Пускатель бесконтактный ПБР-2М	3400	10	34000
ЗСУ – ПИ -50L	6900	1	6900
Ионизационный датчик ИД	5300	1	5300
Сигнализатор ЛУЧ – 1А	5000	1	5000
Блок розжига запальника БРЗ - 04	7750	1	7750
Электромагнитный клапан КЭГ 15/6 - 025	6825	10	68250
Итого: 889740			

$$K_{обор.2}=889740 \text{ руб.}$$

Затраты на монтаж оборудования

Стоимость монтажа оборудования принимаем как 20 % от стоимости оборудования. Стоимость монтажа составит:

$$K_{монт2} = 0,2 \cdot K_{обор2} = 0,2 \cdot 889740 = 177948 \text{ руб.}$$

Общий размер единовременных капиталовложений составит:

$$K_2 = K_{пр} + K_{обор2} + K_{монт2} = 67189,5 + 889740 + 177948 = 1134877,5 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от замены аналоговых приборов на микропроцессорные:

$$\mathcal{E}_{\text{приборы}} = K_2 - K_1 = 1134877,5 - 537028,8 = 597848,7 \text{ руб.}$$

Затраты на заработную плату обслуживающего персонала:

Затраты на заработную плату обслуживающего персонала будут являться экономическим эффектом от внедрения новой системы управления:

$$U_{\text{зн}2} = 3\Pi_{\text{осн}2} + 3\Pi_{\text{доп}2}.$$

Основная зарплата рассчитывается по формуле:

$$3\Pi_{\text{осн}2} = 3\Pi_{\text{ср}2} \cdot k_p.$$

Средняя годовая зарплата обслуживающего персонала:

$$3\Pi_{\text{ср}2} = 12 \cdot N \cdot 3\Pi,$$

где $N = 4$ - количество обслуживающего персонала; $3\Pi = 8000$ руб. - месячная зарплата обслуживающего персонала:

$$3\Pi_{\text{ср}2} = 12 \cdot 4 \cdot 8000 = 384000 \text{ руб.}$$

Годовые затраты на зарплату обслуживающего персонала составят:

$$3\Pi_{\text{осн}2} = 384000 \cdot 1,3 = 499200 \text{ руб.}$$

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$3\Pi_{\text{доп}2} = 3\Pi_{\text{осн}2} \cdot k_{\delta} = 499200 \cdot 0,1 = 49920 \text{ руб.}$$

где $k_{\delta} = 0,1$ - коэффициент, учитывающий выплаты по дополнительной заработной плате.

Годовой фонд заработной платы составит:

$$U_{\text{зн}2} = 499200 + 49920 = 549120 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды составляют 30% от фонда оплаты труда:

$$U_{\text{соц}2} = 0,3 \cdot U_{\text{зн}2} = 0,3 \cdot 549120 = 164736 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от сокращения обслуживающего персонала:

$$\mathcal{E}_{\text{персонал}} = (U_{\text{соц}2} + U_{\text{зн}2}) - (U_{\text{соц}} + U_{\text{зн}}) = (164736 + 549120) - (82368 + 274560) = 356928 \text{ руб.}$$

Экономический эффект от введения системы автоматизации:

$$\mathcal{E} = \mathcal{E}_{\text{приборы}} + \mathcal{E}_{\text{персонал}},$$

где $\mathcal{E}_{\text{приборы}}$ - экономический эффект от замены аналоговых приборов на цифровые;

$\mathcal{E}_{\text{персонал}}$ - экономический эффект от сокращения обслуживающего персонала:

$$\mathcal{E} = 597848,7 + 356928 = 954776,7 \text{ руб.}$$

Срок окупаемости для разрабатываемой системы технологического контроля и регулирования находится по формуле:

$$T_{\text{от}} = \frac{44352 + 410564 + 82112,8}{954776,7 - 498761,28} = 1 \text{ год.}$$

Проведя анализ экономической эффективности проекта можно сделать вывод о целесообразности внедрения системы управления на основе микропроцессорных средств. Несмотря на большие затраты на покупку оборудования срок окупаемости составил один год. Но главным фактором является значительное повышение надежности системы, что обеспечивает дополнительную безопасность обслуживающего персонала.